



## **Bachelorarbeit**

---

Entwicklung einer Systematik für die Kombination von verschiedenen  
Energieanlagen zur Erbringung von Primärregelleistung, aus der die Vor-  
und Nachteile anhand technischer, ökonomischer und ökologischer  
Indikatoren abgelesen werden können

Zur Erlangung des Grades „Bachelor of Engineering“

Vorgelegt von: Felix Warnke

Matrikelnummer: 5015537

Erstprüfender: Prof. Dr.-Ing. Christian Mehler

Zweitprüfender: Dr. Uli Schlachter

Bearbeitungszeitraum: 10.08.2020 – 12.10.2020

## Eidesstattliche Versicherung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinne nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

A handwritten signature in blue ink, reading "Felix Warnke", is positioned above a solid black horizontal line.

Felix Warnke

Bremen, den 12. Oktober 2020

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>II</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>III</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>IV</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Problemstellung .....	1
1.2 Aufbau der Arbeit .....	2
<b>2 Stand der Technik .....</b>	<b>3</b>
2.1 Primärregelleistung .....	3
2.1.1 Aktivierung zur Frequenzhaltung .....	3
2.1.2 Allgemeine technische Anforderungen .....	4
2.1.3 Besonderheiten für Anbieter mit begrenztem Energiespeicher .....	5
2.2 Primärregelleistungsmarkt .....	6
2.2.1 Europäische Kooperation .....	6
2.2.2 Ausschreibungsverfahren .....	6
2.2.3 Entwicklung der Vergütungssituation .....	7
2.2.4 Entwicklung der Anbieterstruktur .....	8
2.3 Großbatteriespeicher am Primärregelleistungsmarkt .....	9
2.4 Das Forschungsprojekt HyReK 2.0 .....	10
<b>3 Die Systematik .....</b>	<b>11</b>
3.1 Anforderungen an die Systematik .....	11
3.2 Auswahl der Parameter und Indikatoren .....	11
3.3 Berechnungsgrundlage .....	13
3.3.1 Kapitalwertmethode als ökonomischer Vergleichsindikator .....	14
3.3.2 Ökonomische Indikatoren .....	15
3.3.3 CO <sub>2</sub> -Emissionen als ökologischer Vergleichsindikator .....	19
3.3.4 Technischer Hintergrund .....	20
3.4 Umsetzung in eine Software .....	22
3.4.1 Datenbank .....	22
3.4.2 Anwendungsmaske .....	22
3.4.3 Ergebnisausgabe .....	25
3.5 Erprobung .....	27
3.5.1 Konfiguration der Fallbeispiele .....	27
3.5.2 Untersuchungsergebnisse .....	34
3.6 Diskussion der Ergebnisse .....	40
<b>4 Fazit und Ausblick .....</b>	<b>43</b>
<b>Anhang .....</b>	<b>V</b>
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>XI</b>

# Abkürzungsverzeichnis

AEG-PS	AEG Power Solutions B.V.
DLR-VE	DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e.V.
DSM	Lastmanagement/ Nachfrage (Demand-Side-Management)
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
Erdgas-BHKW	Erdgas-Blockheizkraftwerk
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HyReK	HybridRegelKraftwerk
MRL	Minutenreserve
PRL (FCR)	Primärregelleistung (Frequency Containment Reserves)
PtH-Modul	Elektroheizkessel (Power-to-Heat-Modul)
PQ-Leistung	Präqualifizierte Primärregelleistung
SRL	Sekundärregelleistung
TE	Technische Einheit
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Leistungsverlauf der PRL in Abhängigkeit von der Netzfrequenz .....	4
Abbildung 2: Entwicklung des mittleren Leistungspreises von 2014 bis Juni 2020 am deutschen PRL-Markt nach [27, 29] .....	7
Abbildung 3: Tool-Anwendungsmaske: Allgemeine Angaben zur Anlagenkombination .....	23
Abbildung 4: Tool Anwendungsmaske: Angaben zur Primärregelleistung .....	24
Abbildung 5: Tool-Anwendungsmaske: Randbedingungen zur Kapitalwertmethode .....	25
Abbildung 6: Tool-Anwendungsmaske: Ergebnisausgabe .....	26
Abbildung 7: Funktionsprinzip Fallbeispiel 1: Alleinstehender Batteriespeicher .....	28
Abbildung 8: Funktionsprinzip Fallbeispiel 2: Batteriespeicher und PtH-Modul .....	29
Abbildung 9: Funktionsprinzip Fallbeispiel 3: Batteriespeicher und Elektrolyseur .....	31
Abbildung 10: Funktionsprinzip Fallbeispiel 4: Batteriespeicher und Erdgas-BHKW .....	32
Abbildung 11: Kapitalwerte der Fallbeispiele 1 bis 4 .....	34
Abbildung 12: CO <sub>2</sub> -Emissionen der Fallbeispiele 1 bis 4 .....	35
Abbildung 13: Kapitalwertentwicklung von Fallbeispiel 1 und 2 .....	38

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung der präqualifizierten Primärenergieträger/ Technologien und PQ-Leistungen am deutschen PRL-Markt .....	8
Tabelle 2: Technische, ökonomische und ökologische Parameter der Systematik .....	12
Tabelle 3: Ökonomische Indikatoren und ökonomischer Vergleichsindikator der Systematik .....	13
Tabelle 4: Umrechnungstabelle zur Ermittlung der Speicherkapazität eines Batteriespeichers .....	20
Tabelle 5: Zusätzliches Laden eines Batteriespeichers zur Regulierung des Speicherstandes .....	21
Tabelle 6: Verteilung der PRL-Erbringung in einer Anlagenkombination .....	21
Tabelle 7: Allgemeine Rahmenparameter der Fallbeispiele1 bis 4 .....	28
Tabelle 8: Individuelle Parameter Fallbeispiel 1: Alleinstehender Batteriespeicher .....	29
Tabelle 9: Individuelle Parameter Fallbeispiel 2: Batteriespeicher und PtH-Modul.....	30
Tabelle 10: Individuelle Parameter Fallbeispiel 3: Batteriespeicher und Elektrolyseur .....	31
Tabelle 11: Individuelle Parameter Fallbeispiel 4: Batteriespeicher und Erdgas- BHKW .....	33
Tabelle 12: Kapitalfluss Fallbeispiel 1: Alleinstehender Batteriespeicher.....	36
Tabelle 13: Kapitalfluss Fallbeispiel 2: Batteriespeicher und PtH-Modul.....	37
Tabelle 14: Kapitalfluss Fallbeispiel 3: Batteriespeicher und Elektrolyseur .....	39
Tabelle 15: Kapitalfluss Fallbeispiel 4: Batteriespeicher und Erdgas-BHKW .....	40

# 1 Einleitung

## 1.1 Problemstellung

Mit den Klima- und energiepolitischen Zielen fokussiert die Europäische Union die schrittweise Reduzierung der Treibhausgasemissionen [1]. Deutschland folgt dieser Zielsetzung und strebt perspektivisch eine Energieversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien an [2]. Bereits im Jahr 2019 lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland gleichauf mit den Energieträgern aus Kernenergie, Braun- und Steinkohle [3]. Dabei ist die Energieversorgung auf Basis von erneuerbaren Energiequellen unter anderem durch die wetterbedingte Fluktuation charakterisiert. Gleichzeitig steigt der Bedarf an Flexibilität in den Energiesystemen, um Schwankungen in der Energieerzeugung bei einem wachsenden Anteil von erneuerbaren Energien ausgleichen zu können [4]. In Folge solcher Schwankungen kommt es im elektrischen Energienetz zu Ungleichgewichten zwischen Energieerzeugung und Energiebedarf. Steigt der Energiebedarf, wird den Synchrongeneratoren netzgekoppelter Kraftwerke Rotationsenergie entzogen und sie drehen langsamer. Im gegenteiligen Fall drehen sie schneller. Die Drehgeschwindigkeit der Generatoren wird im Europäischen Verbundnetz durch die Sollfrequenz von 50 Hertz (Hz) vorgegeben. Drehen die Generatoren langsamer bzw. schneller als 50 Hz, kommt es zur Unterschreitung bzw. Überschreitung der Sollfrequenz. Um die weitere Zu- oder Abnahme der Frequenz (*Netzfrequenz*) zu vermeiden, wird zur Stabilisierung die Primärregelleistung (PRL) abgerufen. Je nachdem ob die Sollfrequenz unter- oder überschritten wird, steuert die PRL in positiver oder negativer Richtung der Frequenzabweichung entgegen. [5]

PRL wird unter anderen in einer zunehmenden Anzahl von Batteriespeichern bereitgestellt [6]. Energiespeicher, wie z.B. Batteriespeicher, eignen sich sowohl für die Erbringung von positiver als auch von negativer PRL und können durch das Ein- und Ausspeichern von elektrischer Energie für eine zeitliche Verschiebung zwischen Energieerzeugung und Energiebedarf sorgen [7]. Damit stellen Energiespeicher einen wesentlichen Faktor bei der Integration der erneuerbaren Energiequellen dar [8].

In Folge einer sinkenden Vergütung am Markt müssen sich die PRL-Anbieter nach anderen Vermarktungsoptionen umsehen [9]. Durch die Kombination von Batteriespeichern mit anderen Energieanlagen, wie z.B. Power-to-Heat-Modulen (PtH-Modulen) oder

Wasserkraftanlagen, können technische, ökonomische und ökologische Vorteile entstehen und dabei neue Möglichkeiten der Energievermarktung erschlossen werden [10-16].

Eine solche Anlagenkombination wird im Forschungsprojekt „HybridRegelKraftwerk 2.0“ (HyReK 2.0) mit der Kombination aus einem Batteriespeicher und einem PtH-Modul, durch die Projektpartner swb AG, AEG-PS und DLR-VE untersucht. Das Hauptgeschäftsmodell ist die Teilnahme am PRL-Markt. Das PtH-Modul besitzt außerdem eine Anbindung an das Fernwärmenetz. Die Anlagenkombination erlaubt es, sowohl negative PRL über den Batteriespeicher als auch über das PtH-Modul aufzunehmen. In Folge dessen kann der Batteriespeicher durchgängig mit einem hohen Ladestand zur Erbringung von positiver PRL betrieben werden. Dadurch entstehen, im Vergleich zu einem alleinstehenden Batteriespeicher, technische und ökonomische Vorteile, wie z.B. durch geringere Investitionskosten in Folge einer reduzierten Speicherkapazität.

Bisher muss die Bewertung verschiedener Anlagenkombinationen hinsichtlich ihrer technischen, ökonomischen und ökologischen Vor- und Nachteile bei einer Teilnahme am PRL-Markt getrennt erfolgen, da jede Energieanlage technologische Unterschiede, wie z.B. der Fähigkeit Energie zu erzeugen, zu speichern oder abzunehmen, aufweist. Die Bewertung lässt sich durch eine Computer-Unterstützung vereinfachen. Aus diesem Grund wird diese Bachelorthesis folgende Frage thematisieren: **Wie gestaltet sich die Entwicklung einer Systematik zur Bewertung der technischen, ökonomischen und ökologischen Vor- und Nachteile von hybriden Energieanlagen?**

## 1.2 Aufbau der Arbeit

Zu Beginn dieser Arbeit wird in Kapitel 2 der Stand der Technik erläutert. Erklärt werden dabei die technischen Anforderungen für die Bereitstellung von PRL und die Entwicklung des PRL-Marktes. Genauer thematisiert werden die Teilnahme von Batteriespeichern am PRL-Markt und das Forschungsprojekt HyReK 2.0 in Bremen. Daraufhin wird in Kapitel 3 die Entwicklung der Systematik vorgestellt. Dafür wird zunächst die Methodik, wie z.B. die Auswahl der Indikatoren und die Einbettung der Systematik in ein Tool, erklärt. In Folge dessen wird die Systematik anhand von Fallbeispielen funktionell geprüft und die Ergebnisse der Fallbeispiele ausgewertet. Zu der Entwicklung wird in Kapitel 4 ein Fazit gezogen und ein Ausblick für weitere Arbeiten formuliert.



## 2 Stand der Technik

### 2.1 Primärregelleistung

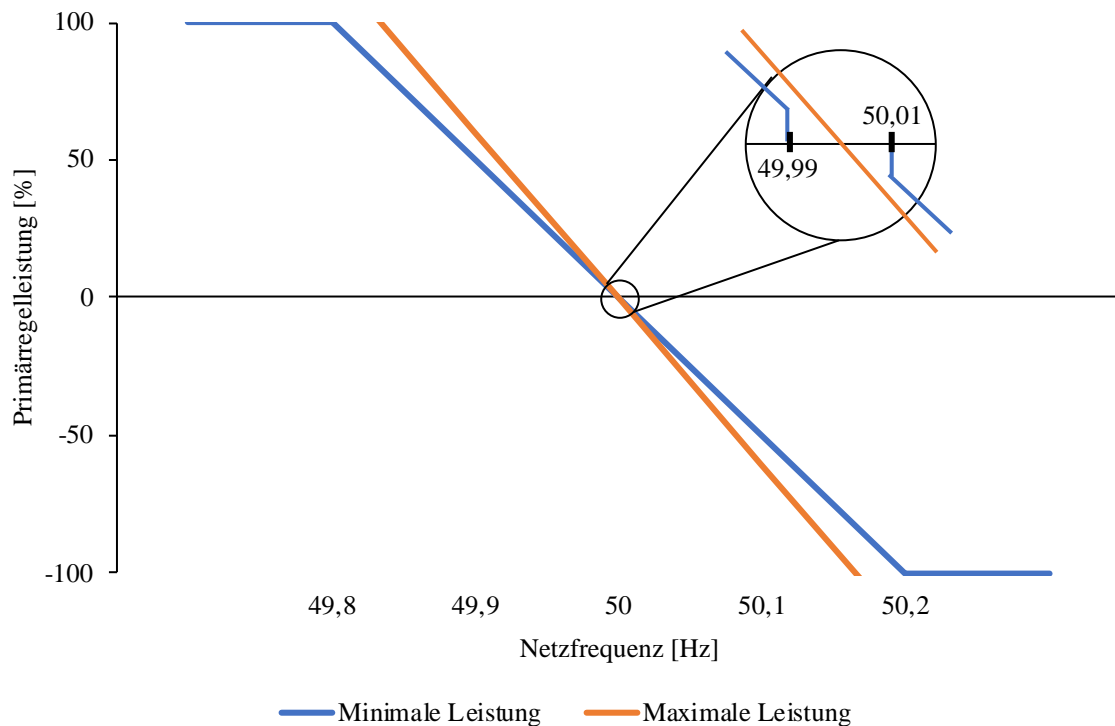
*„Frequency Containment Reserves“ („Frequenzhaltungsreserven“) oder „FCR“ bezeichnet die zur Stabilisierung der Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts zur Verfügung stehenden Wirkleistungsreserven.* [17] Wie ein solches Ungleichgewicht definiert ist und welche Gegenmaßnahmen durch den Abruf von PRL erhoben werden, wird zusammen mit den technischen Anforderungen an die Anbieter von Wirkleistungsreserven Gegenstand des folgenden Abschnitts sein.

#### 2.1.1 Aktivierung zur Frequenzhaltung

Die Sollfrequenz im elektrischen Energienetz beträgt 50 Hz. Sinkt die Netzfrequenz auf unter 50 Hz wird die positive PRL aktiviert. Die Maßnahmen dafür umfassen die Einspeisung von zusätzlicher elektrischer Energie durch die Energieerzeuger, das Ausspeichern von elektrischer Energie durch Energiespeicher und die Reduzierung von Lasten in ihrem Energiebedarf. Steigt die Netzfrequenz auf über 50 Hz wird die negative PRL aktiviert. Dafür werden Energieerzeuger in ihrer Erzeugungsleistung gedrosselt, elektrische Energie in Energiespeicher eingespeichert und Lasten in ihrem Energiebedarf erhöht. [18]

Die Aktivierung der PRL erfolgt beim Verlassen des Grenzbereiches (*Totband*) zwischen 49,99 Hz und 50,01 Hz. Frequenzmessung und Leistungsabruf erfolgen dabei dezentral und automatisch. Zwischen 49,8 Hz und 50,2 Hz verhält sich die Leistungsanpassung proportional zum abweichenden Sollwert. Außerhalb des Bereichs wird die gesamte Angebotsleistung abgerufen. Im Aktivierungsfall wird die PRL innerhalb von 30 Sekunden auf den Sollwert gesteigert und anschließend bis zu 15 Minuten lang gehalten. [19] Um die Netzfrequenz anschließend zum Sollwert zurückzuführen, wird die PRL durch die Sekundärregelleistung (SRL) und die Minutenreserve (MRL) abgelöst. SRL wird innerhalb von fünf Minuten aktiviert. Schafft die SRL es nicht die Sollfrequenz von 50 Hz wiederherzustellen, erfolgt nach bis zu 15 Minuten die Ablösung durch die MRL. [18]

Der Leistungsverlauf der PRL in Abhängigkeit von der Netzfrequenz kann der Abbildung 1 entnommen werden.



**Abbildung 1: Leistungsverlauf der PRL in Abhängigkeit von der Netzfrequenz**

Der Einsatzbereich der PRL liegt zwischen einer minimalen Leistung (Sollwertverlauf) und einer maximalen Leistung (PRL-Verlauf mit einer optionalen Überfüllung). Die optionale Überfüllung beträgt maximal 20 % und ermöglicht, gemeinsam mit dem Totband (vergrößerter Ausschnitt), den Anbietern von Energiespeichern ihren Ladestand zu regulieren, indem sie ihren Speicher durch einen höheren Leistungsabruf zusätzlich laden bzw. entladen [20].

### 2.1.2 Allgemeine technische Anforderungen

Die Teilnahme am Primärregelmarkt ist in Deutschland an ein erfolgreich abgelegtes Verfahren zur Präqualifikation geknüpft [21]. Darin prüft der zuständige Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die technischen Voraussetzungen einer Technischen Einheit (TE). Eine TE, wie z.B. das HyReK-Projekt, besteht aus einer Anlage oder mehreren zusammengefassten Anlagen, wie z.B. aus einem Batteriespeicher und einem PtH-Modul im HyReK-Projekt, und ist als einzelne TE oder Gruppe von TE qualifizierbar. Die TE können

einen gemeinsamen (Reserveeinheit) oder unterschiedlichen (Reservegruppe) Netzanschlusspunkt besitzen. [21]

Im Präqualifikationsverfahren weist der Anbieter einer TE die Erfüllung der technischen Voraussetzungen innerhalb einer simulierten Betriebsfahrt nach. Dabei gilt es einem vorgegebenen Sollwert zu folgen, der einer Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz entspricht. Die TE muss anschließend innerhalb von 30 Sekunden mit der gesamten Leistung auf den Sollwertsprung reagieren und diesen über 15 Minuten lang halten. Die im Zuge der Betriebsfahrt ermittelte Leistung entspricht der präqualifizierten Leistung (PQ-Leistung). Zu unterscheiden ist die PQ-Leistung von der vermarktbarer Leistung, die an eine zeitliche Verfügbarkeit geknüpft ist und über einen maximalen Produktzeitraum ohne Unterbrechung erbracht werden kann. [21]

### **2.1.3 Besonderheiten für Anbieter mit begrenztem Energiespeicher**

TE die der Definition nach nicht alleine und sicher die PQ-Leistung über die gesamte Produktdauer erbringen können (wie z.B. ein Batteriespeicher oder Biogasanlage mit begrenztem Biogasspeicher) unterliegen besonderen Bestimmungen [21]. In diesem Falle erfolgt die Ermittlung der vermarktbarer Leistung unter dem Einbezug von Arbeitsvermögen und Maßnahmen zum Speichermanagement. Das Arbeitsvermögen entspricht dem zwischen zwei Grenzwerten liegenden Speicherstand, einem minimalen und maximalen Speicherstand, in denen der Ladestand durch ein entsprechendes Speichermanagement gehalten wird. Damit ist sichergestellt, dass die vermarktbare Leistung für 15 Minuten symmetrisch und durchgängig abrufbar ist. Zusätzlich zu berücksichtigen ist eine Reservekapazität („15-Minuten-Kriterium“) für den Fall eines gefährdeten Netzzustands. [21] Das 15-Minuten-Kriterium wurde im Mai 2019 seitens der Bundesnetzagentur beschlossen und ersetzt das bis dahin geltende 30-Minuten-Kriterium [22]. Ein gefährdeter Netzzustand liegt vor, sobald die Netzfrequenz von der Sollfrequenz um  $\geq 200$  mHz, oder um  $\geq 100$  mHz über einen Zeitraum von mindestens fünf Minuten, oder  $\geq 50$  mHz für einen Zeitraum von mindestens 15 Minuten abweicht. Sobald ein gefährdeter Netzzustand vorliegt, muss das vermarktbare Leistung noch über eine Dauer von mindestens 15 Minuten bereitstehen. [21]

## **2.2 Primärregelleistungsmarkt**

Der PRL-Markt unterliegt in den letzten Jahren der stetigen Anpassung in den technischen Anforderungen, sowie Änderungen der Auktions- und Produktzeiträumen und der zunehmenden Harmonisierung des Europäischen Regelleistungsmarktes [23]. Die einzelnen Veränderungen werden im Folgenden dargestellt. Genauer thematisiert werden die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Vergütung am PRL-Markt und die Struktur der teilnehmen Technologien.

### **2.2.1 Europäische Kooperation**

Die Länder Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Österreich, Schweiz und Niederlande kooperieren in einem gekoppelten PRL-Markt, in dem sie ihren PRL-Bedarf gemeinsam ausschreiben und ihre PRL-Reserven untereinander austauschen [24]. Zusätzlich sind seit Juni 2020 Anbieter aus Luxemburg dazu berechtigt, ihre Leistungen am deutschen PRL-Markt anzubieten [25]. Der Gesamtbedarf an PRL wird im Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) gemeinsam bestimmt und entspricht einer vorzuhaltenden Leistung von  $\pm 3000$  MW [17]. Angelehnt ist der Wert an ein momentanes und maximal auftretendes Ungleichgewicht zwischen Energieerzeugung und -bedarf, ausgelöst durch den möglichen Ausfall der größten Stromerzeugungs- oder Lasteinheiten, dem Verlust eines Leitungsabschnitts, einer Sammelschiene, oder HGÜ-Verbindung (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) [26]. Unter den kooperierenden Ländern wird Deutschland mit  $\pm 573$  MW der größte Anteil zugeteilt [27].

### **2.2.2 Ausschreibungsverfahren**

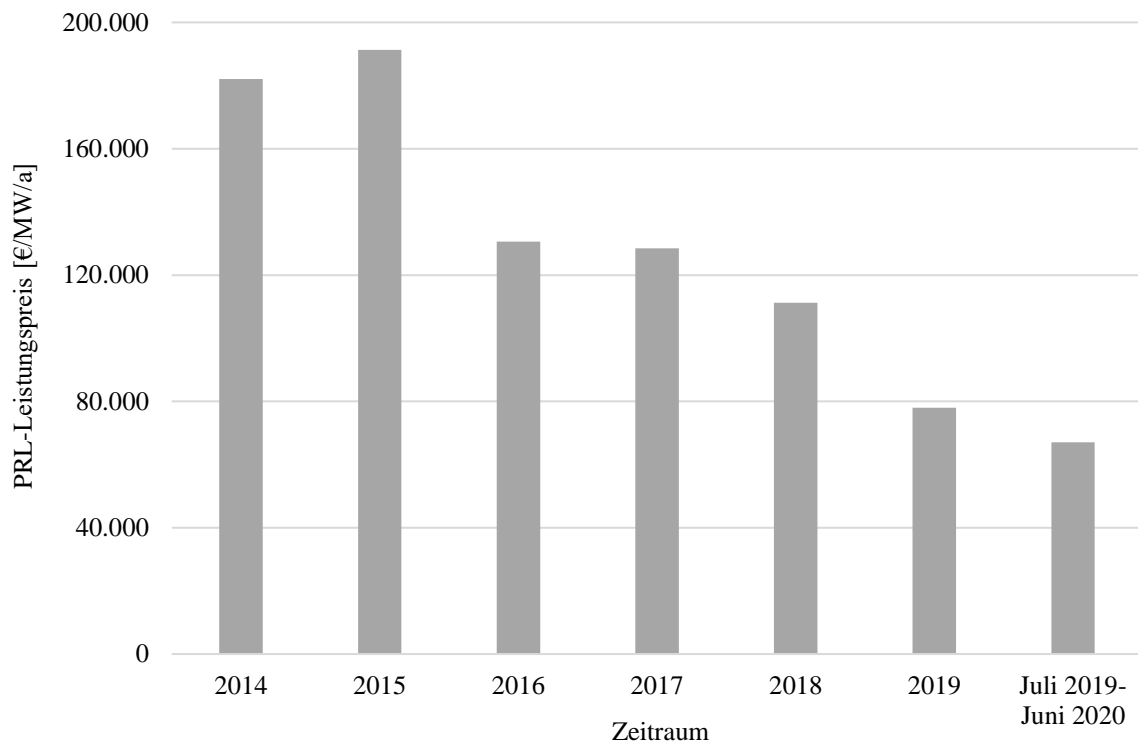
Bei der Vergabe von PRL handelt es sich um ein Auktionsverfahren, das in dem gekoppelten PRL-Markt auf einer gemeinsamen Internetplattform ([www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)) stattfindet. Die ausgeschriebenen Auktions- und Produktzeiträume unterliegen in den letzten Jahren einer schrittweisen Reduzierung. In der Vergangenheit erfolgte die Ausschreibung zunächst monatlich und anschließend wöchentlich. Ausgeschrieben wurde eine Produktdauer von einem Tag. Seit Juli 2020 erfolgen die Ausschreibungen kalendertäglich mit 4-Stunden-Produkten, bei denen sich die PRL Anbieter, entsprechend eines Tages, bis zu sechs Mal qualifizieren können. Das Angebot besteht dabei aus einer symmetrischen Mindestangebotsgröße, die im Juni 2011 von 5 MW auf 1 MW reduziert worden ist, und dem dafür geforderten Preis. [23] Bezuschusste Angebote werden seit Juli 2019 nicht mehr nach dem Gebotspreisverfahren, sondern nach dem geltenden Grenzpreisverfahren

(Marginalpreis) abgerechnet, wonach die Vergütung für alle Marktteilnehmer gleich hoch ist und dem am niedrigsten bezuschussten Gebot (Grenzpreis) der Ausschreibungsrunde entspricht [28].

### 2.2.3 Entwicklung der Vergütungssituation

Die Vergütung für die Vorhaltung der PRL erfolgt mit einem Leistungspreis und nicht für die erbrachte Energiemenge (Arbeitspreis). Angenommen wird, dass sich Erbringung von positiver PRL und negativer PRL im Mittel ausgleichen. [19]

Auf Basis des mittleren PRL-Leistungspreises, wird in Abbildung 2 die Entwicklung der Jahreserlöse für 1 MW PQ-Leistung dargestellt.



**Abbildung 2: Entwicklung des mittleren Leistungspreises von 2014 bis Juni 2020 am deutschen PRL-Markt nach [27, 29]**

Während der PRL-Preis vom Jahr 2014 auf das Jahr 2015 zuletzt gestiegen ist, unterliegt dieser seitdem einem stetigen Verfall. Von Juli 2019 bis Juni 2020 lag der mittlere Leistungspreis bei ca. 67 Tsd. €/MW im Jahr. Das entspricht gegenüber dem Hochpunkt aus 2015 einem Rückgang von ca. 65 %.

Zurückzuführen ist der Preisverfall zum einen auf die zunehmende Harmonisierung des europäischen Regelleistungsmarktes und damit den steigenden Wettbewerb unter den

Anbietern [8]. Zum anderen auf die wachsende Anzahl von neuen Batteriespeicherprojekten [9, 30], die in Folge der Reduzierung des 30-Minuten-Kriteriums auf 15 Minuten ihren zulässigen Arbeitsbereich erweitern und ihre PQ-Leistung erhöhen können [10, 31].

#### 2.2.4 Entwicklung der Anbieterstruktur

Kraftwerke der Primärenergieträger aus Wasser, Kernenergie, Braun- und Steinkohle stellen aktuell den größten Anteil der PQ-Leistung am PRL-Markt bereit [32]. Das sind vorwiegend Großkraftwerke mit einer Nennleistung von  $> 100$  MW [33] die verpflichtend  $\pm 2\%$  ihrer Nennleistung für PRL bereitstellen [34]. Andere Anbieter, wie z.B. von Batteriespeichern oder Biogas/-masse, fallen auf Grund ihrer vergleichsweise geringen Größe [33] nicht unter diese Verpflichtung und bieten ihre Leistung zur Vermarktung am PRL-Markt an. Die PQ-Leistung ist die zur Verfügung stehende Menge an Leistung für PRL und ist zu unterscheiden von dem tatsächlich ausgeschriebenen PRL-Bedarf in Deutschland.

Tabelle 1 zeigt die Entwicklung der präqualifizierten Primärenergieträger bzw. Technologien mit ihrer entsprechenden PQ-Leistung am deutschen PRL-Markt im Oktober 2010, November 2019 und September 2020.

**Tabelle 1: Entwicklung der präqualifizierten Primärenergieträger/ Technologien und PQ-Leistungen am deutschen PRL-Markt**

Primärenergieträger/ Technologie	Präqualifizierte Nennleistung [GW]		
	Oktober 2010 nach [35]	November 2019 nach [36]	September 2020 nach [32]
Batteriespeicher	0,0	0,38	0,45
Biogas/ -masse	0,0	0,04	0,04
Gas	0,15	0,28	0,28
Kernenergie, Braun- und Steinkohle	4,87	1,78	1,59
Nachfrage/ DSM	0,0	0,12	0,12
Öl	0,3	0,0	0,0
Wasser/ hydraulische Kraftwerke	0,76	4,37	4,37
<b>Gesamt</b>	<b>6,06</b>	<b>6,97</b>	<b>6,85</b>

Im Jahr 2010 waren die Primärenergieträger aus Kernenergie, Braun- und Steinkohle mit 4,87 Gigawatt (GW) präqualifiziert und nahmen damit den größten Anteil ein. Weitere PQ-Leistung wurde durch Wasser, Öl und Gas bereitgestellt. In Summe waren 6,06 GW am PRL-Markt präqualifiziert. Die Werte aus November 2019 und September 2020 sind annähernd identisch. Wasserkraftwerke stellen mit 4,37 GW aktuell die höchste PQ-

Leistung bereit. Steigern können sich seit Oktober 2010 die Gas-Kraftwerke. Während sich die Primärenergieträger aus Kernenergie, Braun- und Steinkohle auf 1,78 GW bzw. 1,59 GW reduzieren, sind die Öl-Kraftwerke ganz verschwunden. Neu hinzugekommen sind Anbieter der Kraftwerke von Biogas und -masse, Nachfrage/ Demand-Side-Management (DSM) und Batteriespeichern. Allein die Batteriespeicher können ihre PQ-Leistung seit November 2019 von 0,38 GW auf 0,45 GW steigern. Die Summe der PQ-Leistungen reduziert sich von November 2019 bis September 2020 von 6,97 GW auf 6,85 GW.

### **2.3 Großbatteriespeicher am Primärregelleistungsmarkt**

*„Speichertechnologien sind eine essenzielle Flexibilitätsoption für ein klimafreundliches und sicheres Energieversorgungssystem.“* [8] Insbesondere Batteriespeicher qualifizieren sich durch eine hohe Reaktionsfähigkeit für eine Teilnahme am PRL-Markt [37], der sich aktuell als attraktivster Markt für Batteriespeicher darstellt [38]. Seit der Verkürzung des 30-Minuten-Kriteriums auf 15-Minuten, stieg die PQ-Leistung der Batteriespeicher von 380 MW [36] auf 450 MW [32]. In Folge geringer Vermarktungsoptionen und Grenzkosten der Anbieter entspricht das einer kumulierten Leistung von 300 MW am PRL-Markt und einem Marktanteil der Batteriespeicher von ca. 50 % [6]. Vorausgesagt wird ein Wachstum auf 63 % Marktanteil, aber zeitgleich auf das begrenzte Marktvolumen von 537 MW hingewiesen [8]. In Folge des Preisverfalls am PRL-Markt sinken allerdings die Erlöse der PRL-Anbieter. Nach [39] erweist sich bereits ein Leistungspreis von 52 Tsd. €/ MW im Jahr, unter Einbezug des 30-Minuten-Kriteriums, als unprofitabel für alleinstehende Batteriespeicher.

Untersuchungen zeigen, dass sich durch die Kombination von Batteriespeichern mit anderen Energieanlagen technische, ökonomische und ökologische Vorteile ergeben können. Laut [11] ergibt sich ein positiver Effekt durch die Kombination von Batteriespeichern mit Windenergieanlagen. Diese profitieren von einer Entlastung in ihrer Leistungsreduzierung [12], da Windenergieanlagen zur alleinigen Teilnahme am PRL-Markt gedrosselt betrieben werden müssen [40]. Nach [13, 16] kann eine Wasserkraftanlage in der Teilnahme am PRL-Markt technisch durch einen Batteriespeicher unterstützt werden. In [15] wird die Wirtschaftlichkeit einer Anlagenkombination aus Batteriespeicher und Photovoltaik nachgewiesen.

Ein weiterer ökonomischer Vorteil kann durch die Kombination von Batteriespeicher und PtH-Modul entstehen. Gegenüber einem alleinstehenden Batteriespeicher können dabei, bei

gleicher PQ-Leistung, die Gesamtinvestitionskosten in einer Anlagenkombination reduziert werden. Die vergleichsweise teure Speicherkapazität der Batterien lassen sich durch die geringeren Investitionskosten für das PtH-Modul ersetzen. Nach [14] amortisiert sich die Anlagenkombination nach zehn Jahren und damit vier Jahre früher als ein alleinstehender Batteriespeicher. Zugrunde gelegt sind die PRL-Preise aus 2015. Mit Preisen aus 2018-2019 rentiert sich in [10] die gleiche Kombination nach zwölf Jahren. Zudem werden darin mit PRL-Preisen aus 2012-2016 Amortisationszeiten von 9-13 Jahren für alleinstehende Batteriespeicher aufgeführt. In beiden Untersuchungen wird die negative Reserveleistung für das 15-Minuten-Kriterium eingespart und durch ein PtH-Modul bereitgestellt.

## **2.4 Das Forschungsprojekt HyReK 2.0**

Die in [10, 14] beschriebene Kombination von Batteriespeicher und PtH-Modul wird im Forschungsprojekt „HybridRegelKraftwerk 2.0“ (HyReK 2.0) der Projektpartner swb AG, AEG-PS und DLR-VE über die Laufzeit von Oktober 2018 bis September 2021 untersucht. Errichtet ist die Anlagenkombination, bestehend aus Lithium-Ionen-Batteriespeicher und PtH-Modul, in Bremen-Hastedt. Das bereits vorhandene Kohle- und Heizkraftwerk nutzt die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme und speist sie in das Fernwärmenetz ein. [41] Das gebaute hybride Regelkraftwerk (HyReK) kann die Bereitstellung von Fernwärme unterstützen und den fossilen Brennstoff perspektivisch ersetzen. Dazu werden im Forschungsprojekt entsprechende Betriebsstrategien entwickelt und optimiert. [42]

Der eingesetzte Batteriespeicher besitzt bei einer Nennleistung von 18 MW eine Speicherkapazität von 14,22 MWh und ist kombiniert mit einem 18 MW PtH-Modul [10]. Die Abgabe von positiver PRL erfolgt ausschließlich über den Batteriespeicher. Die Aufnahme negativer PRL kann sowohl über den Batteriespeicher als auch das PtH-Modul erfolgen und die Wärme direkt in das Fernwärmenetz einspeisen. [41] Zur Erbringung negativer PRL wird zunächst der Batteriespeicher genutzt und erst bei einem Ladestand von 90 % auf das PtH-Modul umgeschaltet [10].



## **3 Die Systematik**

Im folgenden Kapitel wird die Systematik für die Bewertung von hybriden Energieanlagen zur Teilnahme am PRL-Markt vorgestellt. Die Entwicklung der Systematik in seinen einzelnen Schritten ist abgeleitet aus dem Ansatz der Energiesystemanalyse [43] und der allgemeinen Modellerstellung [44]. Zu Beginn dieses Kapitels wird die Methodik erläutert. Darin werden die Anforderungen erhoben, die Indikatoren für die Bewertung von Anlagenkombinationen definiert, die Berechnungsgrundlage erläutert und die Umsetzung in eine Software erklärt. Im Anschluss wird die Systematik anhand von Fallbeispielen erprobt und die Ergebnisse der Fallbeispiele ausgewertet und diskutiert.

### **3.1 Anforderungen an die Systematik**

Um die Vor- und Nachteile einer Anlagenkombination überblickend bewerten zu können, müssen die technischen, die ökonomischen und die ökologischen Parameter in übergeordneten Indikatoren zusammengefasst werden. Außerdem gilt es die verschiedenen Technologien des PRL-Marktes in der Systematik abbilden zu können. Dahingehend soll eine hohe Flexibilität in der Anwendung der Systematik gegeben sein und diese auf eine selbsterklärende Weise durchgeführt werden können.

### **3.2 Auswahl der Parameter und Indikatoren**

Für die Auswahl der Indikatoren werden technische, ökonomische und ökologische Parameter herangezogen. Durch verschiedene Berechnungen werden die Parameter zu den Indikatoren zusammengefügt. Anhand der Indikatoren werden die Vor- und Nachteile der Anlagenkombinationen bewertet. Bedingt durch den Preisverfall am PRL-Markt, wird eine ökonomische Bewertung fokussiert. Gleichzeitig wird mit Blick auf die Zielsetzung der Energiewende, der Reduzierung von Treibhausgasemissionen, der ökologische Aspekt genauer berücksichtigt. Die Parameter werden hinsichtlich dieser beiden Schwerpunkte ausgewählt. Aufgrund des großen Anteils von technischen Parametern in den Berechnungen, fließt der technische Aspekt indirekt in die Bewertung mit ein.

Tabelle 2 zeigt die technischen, ökonomischen und ökologischen Parameter, die zur Berechnung der Anlagenkombinationen verwendet werden.

**Tabelle 2: Technische, ökonomische und ökologische Parameter der Systematik**

Technische Parameter	Ökonomische Parameter	Ökologische Parameter
Wirkungsgrad	Investitionskosten	Lebensdauer der Anlage
Nennleistung	Fixe Wartungskosten	Spezifischer CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor
Speicherkapazität	Bezugspreis für Energien	
PRL-Fähigkeit	Vergütungspreis für Energien	
PQ-Leistung	PRL-Leistungspreis	
Benutzungsstunden	Kalkulatorische Lebensdauer	
	Kalkulatorischer Zinssatz	
	CO <sub>2</sub> -Preis	

Die Parameter setzen sich zu einem Großteil aus den spezifischen Parametern der Energieanlagen, wie z.B. der Nennleistung und den Investitionskosten, zusammen. Daneben werden Parameter aus der PRL, wie z.B. der PQ-Leistung und dem PRL-Leistungspreis, herangezogen. Weitere Parameter basieren auf den Bezugs- und Vergütungspreisen für die verschiedenen Energien.

Hinsichtlich des ökonomischen Aspekts werden die Parameter zu mehreren ökonomischen Indikatoren zusammengefasst und zu einem ökonomischen Vergleichsindikator, dem Kapitalwert, aufsummiert. Auf der ökologischen Seite werden als Vergleichsindikator die die CO<sub>2</sub>-Emissionen herangezogen.

In Tabelle 3 sind die ökonomischen Indikatoren dargestellt, wie sie im Folgenden zur Bewertung herangezogen werden.

**Tabelle 3: Ökonomische Indikatoren und ökonomischer Vergleichsindikator der Systematik**

<b>Ökonomische Indikatoren</b>	
-	Investitionskosten
	Laufende Kosten
-	Wartungskosten fix
-	Energiebezugskosten
-	CO <sub>2</sub> -Kosten
	Einnahmen
+	Einnahmen PRL
+	Einspeisevergütung
+	Abschreibungsrestwert
<hr/>	
=	<b>Kapitalwert</b>

Die Kosten unterscheiden sich in den einmalig anfallenden Investitionskosten und den laufenden Kosten, wie z.B. den Energiebezugskosten. Einnahmen entstehen durch die PRL-Einnahmen, die Einspeisevergütung, wie z.B. von Wärme oder Wasserstoff, und durch einen möglichen Abschreibungsrestwert. Aus der Summe der einzelnen Indikatoren ergibt sich der Kapitalwert.

### 3.3 Berechnungsgrundlage

In diesem Abschnitt wird die Berechnungsgrundlage der Systematik erklärt. Zu Beginn wird die Investitionsrechnung der Kapitalwertmethode als ökonomischer Vergleichsindikator vorgestellt. Anschließend werden die einzelnen Berechnungen für die Zusammenführung der Parameter zu den Indikatoren erläutert.

Außerdem werden die folgenden Annahmen getroffen: Alle Parameter werden als statisch angesehen und unterliegen über die Dauer der Betrachtung keinen Unsicherheiten oder Schwankungen. Der Zuschlag zur Teilnahme am PRL-Markt erfolgt für die Betrachtungsdauer für alle ausgeschriebenen Produkte (100 % Teilnahme). Die Dauer des PRL-Abrufes beläuft in Abhängigkeit der PQ-Leistung auf symmetrisch konstanten Wert. Die PQ-Leistung wird ausschließlich in voller Höhe abgerufen. Die Bezugs- und Vergütungspreise gelten als fix über die gesamte Betrachtungsdauer.

### 3.3.1 Kapitalwertmethode als ökonomischer Vergleichsindikator

Die Wirtschaftlichkeit energietechnischer Projekte wird häufig auf Basis der Investitionsrechnung ermittelt. Wegen der langen Laufzeiten finden vor allem die dynamischen Investitionsverfahren Anwendung. Dazu gehören unter anderen die Kapitalwertmethode, die Annuitätenmethode und die Methode des internen Zinsfußes. [45]

Zur Berechnung des Kapitalwertes einer Investition werden die anfallenden Ein- und Auszahlungen innerhalb einer Betrachtungsdauer auf den Investitionszeitpunkt  $t_0$  abgezinst. Der Kalkulationszinssatz entspricht dem angenommenen Zinssatz des Kapitalmarktes, zu dem Eigenkapital entweder angelegt werden kann, oder zu dem das Investitionsvorhaben mit Fremdkapital finanziert wird. Investitionsvorhaben mit einem positiven KW sind als vorteilhaft anzusehen. Zwischen Investitionsalternativen ist die Investition mit dem höchsten KW zu wählen. [46]

Der Kapitalwert  $C_0$  des gesamten Investitionsvorhabens bildet sich aus der Summe aller Barwerte der einzelnen Perioden  $n$ . In jeder Periode wird dafür die Zahlung zum Zeitpunkt  $t$ , bestehend aus den Einzahlungen  $e_t$  und den Auszahlungen  $a_t$ , mit dem Abzinsungsfaktor  $(1+i)^t$  dividiert. Der Abzinsungsfaktor setzt sich zusammen aus dem kalkulatorischen Zinssatz  $i$  und dem Zeitpunkt der Zahlung  $t$ . Daraus leitet sich die folgende Formel ab: [47]

$$C_0 = \sum_{t=0}^n \frac{e_t - a_t}{(1+i)^t} \quad (3.1)$$

Als nachteilig erweist sich der Kapitalwert durch die Wahl des Kalkulationszinssatzes, der über die gesamte Betrachtungsdauer als konstant gilt, und durch die Prognostizierung von zukünftigen Ein- und Auszahlungen. Vorteilhaft sind dagegen die leichte Anwendung und die einfache Interpretation. Daher findet die Kapitalwertmethode häufig Anwendung in der Praxis. [47]

Das Ziel der Annuitätenmethode ist die Ermittlung des durchschnittlichen Einzahlungsüberschusses pro Periode und das der Methode des internen Zinsfußes denjenigen Zinssatz zu ermitteln bei dem der KW=0 wird. [47] Beide Alternativen sind eine Erweiterung der Kapitalwertmethode und benötigen dementsprechend einen höheren Rechenaufwand. In ähnlichen Untersuchungen wie dieser ist die Kapitalwertmethode ein gängiger ökonomischer Vergleichsindikator [10, 14, 39].

### 3.3.2 Ökonomische Indikatoren

#### Investitionskosten

Die Investitionskosten sind das Produkt aus der Nennleistung, bzw. der Speicherkapazität im Falle von Energiespeicher, und den spezifischen Investitionskosten der Energieanlage. Die Grundformel lautet:

$$I_0 = P \cdot I_{\text{Anlage}} \quad (3.2)$$

Mit  $I_0$  für die Investitionskosten und  $I_{\text{Anlage}}$  für die spezifischen Investitionskosten der Energieanlage.

$$I_0 = P_N \cdot I_{\text{Anlage}} \quad (3.3)$$

Für Energieerzeuger oder Energieabnehmer mit  $P_N$  für die Nennleistung.

$$I_0 = C_N \cdot I_{\text{Anlage}} \quad (3.4)$$

Für Energiespeicher mit  $C_N$  für die Speicherkapazität.

#### Fixe Wartungskosten

Die fixen Wartungskosten berechnen sich prozentual anhand der Investitionskosten.

$$K_W = I_0 \cdot \frac{1}{100} \quad (3.5)$$

Mit  $K_W$  für die fixen Wartungskosten, die sich mit 1 % aus  $I_0$  den Investitionskosten berechnen.

**Energiebezugskosten**

Die Energiebezugskosten berechnen sich aus der Division der Leistung und dem Wirkungsgrad, die mit der jährlichen Laufleistung und dem Arbeitspreis für den Energiebezug multipliziert werden. Die Grundformel lautet:

$$K_{EB} = \frac{P}{\eta} \cdot t \cdot p_{EB} \quad (3.6)$$

Mit  $K_{EB}$  für die Energiebezugskosten, mit  $P$  für die Leistung,  $\eta$  für den Wirkungsgrad und  $p_{EB}$  für den Arbeitspreis des Energiebezugs.

$$K_{EB} = \frac{P_{PQ}}{\eta} \cdot t \cdot p_{EB} \quad (3.7)$$

Für den PRL-Abruf mit  $P_{PQ}$  für die PQ-Leistung.

$$K_{EB} = \frac{P_N}{\eta} \cdot t \cdot p_{EB} \quad (3.8)$$

Für den zusätzlichen Leistungsbezug abseits der PRL mit  $P_N$  für die Nennleistung.

$$K_{EB} = \frac{P_{PQ}}{\eta_{El} \cdot \frac{H_U}{H_O}} \cdot t \cdot p_{EB} \quad (3.9)$$

Für den PRL-Abruf einer Kraft-Wärme-Koppelungs-Anlage abseits der PRL mit  $P_{PQ}$  für die PQ-Leistung, mit  $\eta_{El}$  für den elektrischen Wirkungsgrad, mit  $\frac{H_U}{H_O}$  für das Verhältnis von Heizwert zu Brennwert.

$$K_{EB} = \frac{P_N}{\eta_{El} \cdot \frac{H_U}{H_O}} \cdot t \cdot p_{EB} \quad (3.10)$$

Für den zusätzlichen Leistungsbezug einer Kraft-Wärme-Koppelungs-Anlage abseits der PRL mit  $P_N$  für die Nennleistung, mit  $\eta_{El}$  für den elektrischen Wirkungsgrad, mit  $\frac{H_U}{H_O}$  für das Verhältnis von Heizwert zu Brennwert.

**CO<sub>2</sub>-Kosten**

Die CO<sub>2</sub>-Kosten sind das Produkt aus den CO<sub>2</sub>-Emissionen, dem elektrischen Wirkungsgrad, dem CO<sub>2</sub>-Gehalt pro erzeugte Einheit, den CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten und der jährlichen Laufleistung.

$$K_{CO_2} = \text{Emissionen}_{CO_2} \cdot \eta_{El} \cdot p_{CO_2} \cdot t \quad (3.11)$$

Mit  $K_{CO_2}$  für die CO<sub>2</sub>-Kosten, mit  $\text{Emissionen}_{CO_2}$  für die CO<sub>2</sub>-Emissionen, mit  $\eta_{El}$  für den elektrischen Wirkungsgrad, mit  $p_{CO_2}$  für die CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten und mit  $t$  für die jährliche Laufleistung.

**Einnahmen Primärregelleistung**

Die PRL-Einnahmen sind das Produkt aus der PQ-Leistung mit dem PRL-Leistungspreis.

$$E_{PRL} = P_{PQ} \cdot p_{PRL} \quad (3.12)$$

Mit  $E_{PRL}$  für die PRL-Einnahmen,  $P_{PQ}$  für die PQ-Leistung und  $p_{PRL}$  für den PRL-Leistungspreis.

**Einspeisevergütung**

Die Einspeisevergütung entsteht durch die zusätzliche Energieerzeugung, wie z.B. von Strom oder Fernwärme, abseits der PRL-Erbringung. Berechnet wird die Einspeisevergütung durch die Multiplikation der Nennleistung mit der jährlichen Laufleistung und mit dem Arbeitspreis für die Energieerzeugung. Die Grundformel lautet:

$$E_{EE} = P_N \cdot t \cdot p_{EE} \quad (3.13)$$

Mit  $E_{EE}$  für die Einspeisevergütung,  $t$  für die jährliche Laufleistung und  $p_{EE}$  für den Arbeitspreis der Energieerzeugung.

**Abschreibungsrestwert**

Der Abschreibungsrestwert berechnet sich aus den Investitionskosten, der Energieanlagen-spezifischen Lebensdauer und der kalkulatorischen Lebensdauer der Energieanlage.

$$K_{ARW} = \frac{I_0}{n_{Anlage}} \cdot (n_{Anlage} - n_{Kalkulatorisch}) \quad (3.14)$$

Mit  $K_{ARW}$  für den Abschreibungsrestwert, mit  $I_0$  für die Investitionskosten, mit  $n_{Anlage}$  für die spezifischen Lebensdauer der Energieanlage und  $n_{Kalkulatorisch}$  für die kalkulatorischen Lebensdauer der Energieanlage.

**Kapitalwert**

Alle Kosten und Einnahmen fließen zusammen in den Kapitalwert ein. Im Jahr der Investition fallen allein die Investitionskosten an. Die Kosten und Einnahmen in den Folgejahren werden jährlich summiert und durch den Abzinsungsfaktor des entsprechenden Jahres abgezinst. Fällt ein Abschreibungsrestwert an, wird dieser im letzten Jahr der Betrachtung berücksichtigt.

$$C_0 = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{E_{EE} + E_{PRL} + E_{ARW} - (K_{EB} + K_W + K_{CO_2})}{(1+i)^t} \quad (3.15)$$

Mit  $C_0$  für den Kapitalwert, mit  $E_{EE}$  für die Einspeisevergütung, mit  $E_{PRL}$  für die PRL-Einnahmen, mit  $E_{ARW}$  für den Abschreibungsrestwert, mit  $K_{EB}$  für die Energiebezugskosten, mit  $K_W$  für die fixen Wartungskosten, mit  $i$  für den Zinssatz und mit  $t$  für das Betrachtungsjahr.



### 3.3.3 CO<sub>2</sub>-Emissionen als ökologischer Vergleichsindikator

Im Rahmen des EU-Emissionshandels erhalten energieintensive Anlagen, wie z.B. Anlagen aus der Energiewirtschaft, ein festes Kontingent an Rechten zur Erzeugung von Emissionen [45]. Die Handelspflicht umfasst in der Energiewirtschaft Kraftwerke und Verbrennungsanlagen mit einer Nennleistung von  $\geq 20$  MW mit einem hohen Ausstoß von CO<sub>2</sub>-Emissionen [48].

Berücksichtigt ist der Emissionshandel in den oben genannten CO<sub>2</sub>-Kosten. Für alle Energieanlagen werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen anhand des spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors, wie z.B. dem für Strom Inland oder Erdgas, berechnet.

#### CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnen sich aus dem Energiebezug der Energieanlage und dem spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor. Die Grundformel lautet:

$$\text{Emissionen}_{CO_2} = P \cdot m_{CO_2} \quad (3.16)$$

Mit  $\text{Emissionen}_{CO_2}$  für die CO<sub>2</sub>-Emissionen, mit P für die Leistung und mit  $m_{CO_2}$  für die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor.

$$\text{Emissionen}_{CO_2} = \frac{P_{PQ}}{\eta} \cdot m_{CO_2} \quad (3.17)$$

Für den PRL-Abruf mit  $P_{PQ}$  für die PQ-Leistung.

$$\text{Emissionen}_{CO_2} = \frac{P_N}{\eta} \cdot m_{CO_2} \quad (3.18)$$

Für den zusätzlichen Leistungsbezug abseits der PRL mit  $P_N$  für die Nennleistung.

### 3.3.4 Technischer Hintergrund

#### Speicherkapazität eines Batteriespeichers

Tabelle 4 zeigt die Speicherkapazität des Batteriespeichers bei einer Nennleistung von 18 MW und 1 MW. Angelehnt ist die Berechnung an die Auslegung der Anlagenkombination aus Batteriespeicher und PtH-Modul im HyReK-Projekt.

**Tabelle 4: Umrechnungstabelle zur Ermittlung der Speicherkapazität eines Batteriespeichers**

Symmetrie der Präqualifizierung	Nennleistung [MW]	Speicherkapazität [MWh]	
Symmetrisch	18	18,72	Eigene Berechnung
	1	0,80	Eigene Berechnung
Asymmetrisch	18	14,22	[10]
	1	1,04	Eigene Berechnung

Zur Bestimmung der Speicherkapazität eines Batteriespeichers, werden die Nennleistung und die Symmetrie der PRL-Präqualifizierung herangezogen. Im asymmetrischen Anwendungsfall, wie im HyReK-Projekt, ist die Speicherkapazität so bemessen, dass die negative Reservekapazität für das 15-Minuten-Kriterium durch den Anlagenpartner bereitgestellt wird. Die Reservekapazität für die positive PRL wird durch den Batteriespeicher erbracht. Für den symmetrischen Anwendungsfall eines alleinstehenden Batteriespeichers, ist die Reservekapazität ebenso für die negative Richtung bereitzustellen. Für 18 MW berechnet sich die Reservekapazität für eine Richtung wie folgt:  $1 \cdot 18 \text{ MW} \cdot 0,25 \text{ h} = 4,5 \text{ MWh}$ .

#### Zusätzliches Laden eines Batteriespeichers

Um den Batteriespeicher im Rahmen des Speichermanagements zu laden, werden zusätzliche Betriebsstunden vorgesehen. Die Berechnung des Energiebezugs erfolgt in Anlehnung an eine durchgeführte Simulation.

Aus Tabelle 5 lassen sich die zusätzlichen Benutzungsstunden für den Energiebezug für einen alleinstehenden Batteriespeicher und für einen Batteriespeicher in der Kombination mit einer anderen Energieanlagen entnehmen. Die Werte wurden auf der Basis einer simulierten Anlagenkombination aus Batteriespeicher und PtH-Modul berechnet und werden im Folgenden auch auf andere Batteriespeicher-Kombinationen übertragen.

**Tabelle 5: Zusätzliches Laden eines Batteriespeichers zur Regulierung des Speicherstandes**

Nennleistung	Zusätzliche Energieaufnahme [h]
Alleinstehender Batteriespeicher	
18 MW	1728 [49]
1 MW	96 Eigene Berechnung
Batteriespeicher + Anlagenpartner	
18 MW	1581 [50]
1 MW	88 Eigene Berechnung

Ein alleinstehender Batteriespeicher benötigt demnach 96 Stunden pro 1 MW Nennleistung im Jahr, um den Speicherstand zwischen den PRL-Abrufen zu regulieren. In einer Anlagenkombination reduziert sich der Wert auf 88 Stunden. Dafür verwendet werden das Totband oder die optionale Überfüllung.

### Verteilung der PRL-Erbringung auf eine Batteriespeicher-Kombination

Tabelle 6 zeigt, wie sich die PRL-Erbringung zwischen einem Batteriespeicher und einem Anlagenpartner aufteilen kann und wie sie im Folgenden verwendet wird. Die Werte entstammen einer simulierten Anlagenkombination aus einem Batteriespeicher und einem PtH-Modul.

**Tabelle 6: Verteilung der PRL-Erbringung in einer Anlagenkombination**

	Aufnahme negativer PRL [MWh]	Zeitanteil im Betrieb [%]
Batteriespeicher	4905 Eigene Berechnung	81 Eigene Berechnung
Anlagenpartner	1144 [50]	19 Eigene Berechnung
<b>Gesamt</b>	<b>6049</b> [50]	<b>100</b> Eigene Berechnung

Die Erbringung von negativer PRL teilt sich zu 81 % auf den Batteriespeicher auf und zu 19 % auf den Anlagenpartner. Demnach erbringt der Batteriespeicher in Kombination mit einer anderen Energieanlagen die meiste Zeit negative PRL und wird zu einem geringen Anteil, z.B. bei Gefahr eines zu niedrigen oder zu hohen Ladestandes, durch den Anlagenpartner abgelöst.

### 3.4 Umsetzung in eine Software

Eingebettet ist die Systematik in ein Tool innerhalb der Kalkulationssoftware *MS Excel*. Begründet ist die Wahl in einem bereits existierenden Tool, dem „TenneT Speicher-Tool“ [51] zur Abschätzung von Investitionsentscheidungen von Energiespeicherprojekten. Dieses ermöglicht die einfache Betrachtung und den Vergleich hinsichtlich einer PRL-Teilnahme von Energiespeichern.

Getragen wird die Systematik in dem Tool von drei Säulen: Der Anwendungsmaske, einer hinterlegten Datenbank und den verknüpfenden Formeln. Innerhalb einer Anwendungsmaske erfolgt die Abfrage projektbezogener Informationen, die durch eine Datenbank aus Parametern ergänzt werden. Beide sind durch die Formeln miteinander verknüpft. Im Folgenden werden die drei Säulen anhand von Tool-Bildschirmfotos erklärt.

#### 3.4.1 Datenbank

In der Datenbank befindet sich eine Auswahl der technischen, ökonomischen und ökologischen Parameter der Systematik (siehe Tabelle 2). Diese Parameter müssen hinterlegt sein, oder bei Aufnahme einer neuen Energieanlage hinterlegt werden, damit die Betrachtung in einer Anlagenkombination möglich ist. Die Datenbank beinhaltet z.B. die Bezugs- und Vergütungspreise für die Energien, verschiedene PRL-Preise, die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren und die spezifischen Anlagenparameter der Energieanlagen. Mit dem Stand dieser Arbeit sind dort die spezifischen Anlagenparameter für einen Batteriespeicher, ein PtH-Modul, einen Elektrolyseur (alkalisch) und ein Erdgas-BHKW hinterlegt. Die bisher integrierten Werte beziehen sich grundsätzlich auf das Jahr 2019. Auf Grund unvollständiger Datenquellen, wie z.B. aktuellen Investitionskosten oder Lebensdauern, wird auch auf aktuellere, ältere oder geschätzte bzw. berechnete Werte zurückgegriffen.

#### 3.4.2 Anwendungsmaske

Die Konfiguration von Anlagenkombinationen erfolgt gemeinsam mit der anschließenden Ergebnisausgabe in der Anwendungsmaske. Dazu stehen verschiedene Eingabebereiche zur Verfügung, in denen Angaben zur Anlagenkombination, PRL und Kapitalwertberechnung abgefragt werden. Diese bilden die Grundlage für die Berechnung der Ergebnisse. Die Darstellung der Anwendungsmaske wird im Folgenden am Beispiel des bestehenden HyReK-Projekts erläutert.

### Allgemeine Angaben zur Anlagenkombination

Zunächst werden die allgemeinen Angaben zur Anlagenkombination abgefragt. Darin werden unter Angabe der PRL-Fähigkeit die beiden Energieanlagen ausgewählt, die in einer Anlagenkombination betrachtet werden sollen. Kann eine Energieanlage technisch beide Richtungen erbringen, wie z.B. ein Batteriespeicher, ist ebenfalls eine Einzelbetrachtung möglich. Daraufhin ist die Nennleistung anzugeben und die zusätzlichen Betriebsstunden auszuwählen.

In Abbildung 3 ist die Anwendungsmaske mit den allgemeinen Angaben zu einer beispielhaften Anlagenkombination dargestellt.

Parameter	Einheit	Wert	Wert
		Energieanlage 1	Energieanlage 2
PRL Fähigkeit		Symmetrisch	Negativ
Anlagenkombination		Batteriespeicher	Power-to-Heat
Nennleistung	MW	18	18
		▲	▲
		▼	▼
Zusätzliche Betriebsstunden		Ja	Nein
Anzahl zusätzlicher Betriebsstunden	h/ a	88	0
		▲	▲
		▼	▼

**Abbildung 3: Tool-Anwendungsmaske: Allgemeine Angaben zur Anlagenkombination**

In Anlehnung an das HyReK-Projekt sind die Technologien Batteriespeicher und PtH-Modul ausgewählt. Die Nennleistung beider Energieanlagen beträgt 18 MW. Für den Batteriespeicher sind zusätzliche Betriebsstunden für das Laden im Rahmen des Speichermanagements in Höhe von 88 Stunden. Das PtH-Modul wird dagegen nicht zusätzlich zu der PRL-Erbringung betrieben.

### Angaben zur Primärregelleistung

Im nächsten Einstellbereich sind die Angaben zur Primärregelleistung vorzunehmen. Ausgewählt wird dabei zunächst die Höhe der PQ-Leistung, die am PRL-Markt angeboten werden soll. Die weiteren Einstellbereiche richten sich an die Betriebsstrategie der Anlagenkombination. Unter Angabe einer prozentualen Zeitverteilung ist die PRL-Erbringung zeitlich auf beide Energieanlagen verteilbar und nimmt Einfluss auf die tatsächliche Laufleistung. Bei Beteiligung eines begrenzten Energiespeichers ist die zusätzliche Vorhaltung von Reservekapazität für das 15-Minuten-Kriterium zu berücksichtigen. Für den Anwendungsfall eines alleinstehenden Energiespeichers ist für beide Richtungen eine Reservekapazität vorzusehen. In Kombination mit einer anderen Energieanlagen, kann diese die Bereitstellung der Reservekapazität übernehmen. In Folge dessen ändert sich die Speicherkapazität wie zuvor in Tabelle 4 erläutert.

Abbildung 4 zeigt die Einstellungsfelder für die Angaben zur Primärregelleistung in der Anwendungsmaske an einer beispielhaften Anlagenkombination.

Parameter	Einheit	Wert	Wert
		Energieanlage 1	Energieanlage 2
PRL-Bereitstellung			
Positiv		Batteriespeicher	
Negativ		Beide	
PQ-Leistung	MW	18	
		▲	
		▼	
Prozentuale Verteilung PQ-Leistung			
Positiv	% Zeit	100	0
		▲	
		▼	
Negativ	% Zeit	81	19
		▲	
		▼	
15-Minuten-Kriterium ausführende Energieanlage			
Positive Richtung		Batteriespeicher	
Negative Richtung		Power-to-Heat	
PRL Leistungspreis			
Durchschnittlicher LP 2019	€/ MW/ a	77.945,26	



Abbildung 4: Tool Anwendungsmaske: Angaben zur Primärregelleistung

Ausgewählt ist eine PQ-Leistung von 18 MW. Während die positive PRL ausschließlich durch den Batteriespeicher bereitgestellt werden kann, teilt sich die Erbringung der negativen PRL auf beide Energieanlagen auf. Dementsprechend wird der Batteriespeicher in positiver Richtung mit 100 % angegeben. Die negative Richtung teilt sich im Verhältnis von 81 % zu 19 % auf Batteriespeicher und PtH-Modul auf. Der Batteriespeicher erbringt somit die meiste Zeit negative PRL und wird nur zu einem geringen Prozentsatz durch das PtH-Modul abgelöst. Für das 15-Minuten-Kriterium ist der Batteriespeicher für die positive Reservekapazität berücksichtigt und das PtH-Modul für die Vorhaltung der negativen Reserve. Ausgewählt ist der mittlere Leistungspreis aus dem Jahr 2019.

#### *Randbedingungen zur Kapitalwertmethode*

Der abschließende Einstellbereich umfasst die Randbedingungen zur Berechnung des Kapitalwertes. Darin sind die kalkulatorischen Werte für die Lebensdauer, über dessen Laufzeit der Anwendungsfall betrachtet werden soll, und für den Zinssatz, zu welchem die jährlichen Ein- und Auszahlungen abgezinst werden sollen, anzugeben.

In Abbildung 5 sind die Einstellungsfelder der Randbedingungen zur Kapitalwertmethode in der Anwendungsmaske an einer beispielhaften Anlagenkombination dargestellt.

Parameter	Einheit	Wert
Kalk. Lebensdauer	Jahre	15 
Kalk. Zinssatz	%	5% 

**Abbildung 5: Tool-Anwendungsmaske: Randbedingungen zur Kapitalwertmethode**

Für die Betrachtungsdauer ist eine kalkulatorische Lebensdauer von 15 Jahren ausgewählt. Die Kosten und Einnahmen über die Dauer der Betrachtung werden mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 5 % abgezinst.

### **3.4.3 Ergebnisausgabe**

Abschließend wird die hinterlegte Datenbasis mit den anwendungsbezogenen Eingaben zusammengeführt und in einem Gesamtergebnis dargestellt. Unterteilt ist die Aufstellung in vier Bereiche: Allgemein, Zusatzbetrieb, Primärregelleistung und Endergebnis. Unter Allgemein werden die Nennleistungen zusammen mit den Investitionskosten und fixen Wartungskosten angegeben. Im Bereich des Zusatzbetriebs werden die Parameter abseits von PRL zusammengeführt und unter Primärregelleistung alle Ergebnisse bedingt durch PRL aufgelistet. Das abschließende Ergebnis beinhaltet die Barwerte, Investitionskosten,

mögliche Abschreibungsrestwerte sowie den Kapitalwert als ökonomischen Vergleichsindikator. Im Tool lassen sich die einzelnen Positionen weiter herunterbrechen, um einen direkten Einblick in die Kostenstruktur der Werte zu erhalten.

Abbildung 6 zeigt die Ergebnisausgabe anhand einer beispielhaften Anlagenkombination.

Parameter	Einheit	Wert
<b>Allgemein</b>		
Nennleistung		
Batteriespeicher	MW	18
Power-to-Heat	MW	18
Investitionskosten	€	8.982.000
Fixe Wartungskosten	€/ a	89.820
<b>Zusatzbetrieb</b>		
Energiebezug	MWh	1.667
Energiebezugskosten	€/ a	79.764
Einspeisevergütung	€/ a	0
CO <sub>2</sub> -Emissionen	tCO <sub>2</sub> /a	895
CO <sub>2</sub> -Kosten	€/ a	0
<b>Primärregelleistung</b>		
Abgerufene Leistung (symmetrisch)	MWh	12.960
Energiebezugskosten	€/ a	251.112
Einnahmen PRL	€/ a	1.403.015
Einspeisevergütung	€/ a	12.312
CO <sub>2</sub> -Emissionen	tCO <sub>2</sub> /a	3.639
CO <sub>2</sub> -Kosten	€/ a	0
<b>Einnahmenüberschuss (E-A)</b>	€/ a	994.630
<b>Barwerte</b>		
Investitionsausgaben	€	-8.982.000
Barwert Einnahmenüberschuss (E-A)	€	10.323.924
<b>Abschreibungsrestwert</b>	€	0
<b>Kapitalwert</b>	€	1.341.924

Abbildung 6: Tool-Anwendungsmaske: Ergebnisausgabe

Unter Allgemein sind zunächst die Nennleistungen der beiden Technologien aufgelistet, sowie die Investitionskosten und fixen Wartungskosten für die gesamte Anlagenkombination. Durch die zusätzlichen Betriebsstunden im Rahmen des Speichermanagements zum Laden des Batteriespeichers erfolgt ein Energiebezug. Dafür fallen Energiebezugskosten an, aber keine zusätzlichen Einnahmen. Bedingt durch den Energiebezug entstehen CO<sub>2</sub>-Emissionen und gegebenenfalls CO<sub>2</sub>-Kosten. Anschließend wird die symmetrisch abgerufene Leistung bedingt durch PRL dargestellt, die dafür anfallenden Energiebezugskosten und entstehenden Einnahmen für PRL und sonstige Einnahmen, die in diesem Fall die Einspeisevergütung für Fernwärme durch das PtH-Modul umfasst. Auch hier werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen und die CO<sub>2</sub>-Kosten berücksichtigt. Aus



den laufenden Einnahmen und den laufenden Kosten entsteht ein Einnahmeüberschuss, der über die Betrachtungsdauer abgezinst wird und am Ende im Kapitalwert berücksichtigt ist.

### **3.5 Erprobung**

In diesem Abschnitt wird die Systematik, anhand des Tools, in verschiedenen Fallbeispielen funktionell erprobt. Die Erprobung beinhaltet die Konfiguration und Auswertung von vier verschiedenen Fallbeispielen.

In Fallbeispiel 1 wird ein alleinstehender Batteriespeicher untersucht, dessen Ergebnis als Referenz für die anschließenden In Fallbeispiel 2 wird der Batteriespeicher mit einem PtH-Modul in Anlehnung an das bestehende HyReK-Projekt konfiguriert. Dabei wird einzig die Teilnahme am PRL-Markt verfolgt. In Fallbeispiel 3 wird die Anlagenkombination aus Batteriespeicher mit einem Elektrolyseur betrachtet und in Fallbeispiel 4 die Anlagenkombination aus Batteriespeicher mit einem Erdgas-BHKW. In beiden Fallbeispielen wird ein Dauerbetrieb durch den Anlagenpartner, den Elektrolyseur und das Erdgas-BHKW, berücksichtigt. Die Teilnahme am PRL-Markt wird zusätzlich bedient.

Begründet ist die Wahl der Energieanlagen in Fallbeispiel 3 und 4 in den aktuellen Projekten der swb AG in Bremen [52, 53]. Beide Technologien wurden bereits in Bezug auf eine Teilnahme am PRL-Markt untersucht [54, 55] und sind aktuell am Markt präqualifiziert [56] oder können nach Herstellerangaben die Bedingungen zur Teilnahme PRL-Markt erfüllen [57].

#### **3.5.1 Konfiguration der Fallbeispiele**

Im Folgenden werden die Fallbeispiele konfiguriert. Unterschieden wird dabei zwischen den allgemeinen Rahmenparametern, die für alle Fallbeispiele einheitlich gelten und den individuellen Parametern, die für jedes Fallbeispiel unterschiedlich sind.

In Tabelle 7 sind die allgemein geltenden Rahmenparameter dargestellt, wie sie im Folgenden für alle Fallbeispiele verwendet werden.

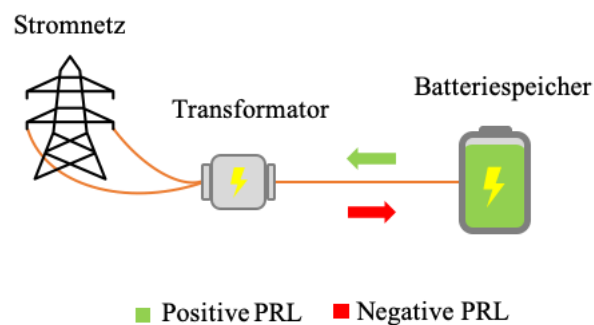
**Tabelle 7: Allgemeine Rahmenparameter der Fallbeispiele 1 bis 4**

Parameter	Wert
PQ-Leistung [MW]	18 Eigene Annahme nach [6, 10]
PRL-Leistungspreis 2019 [€/ MW/a]	77.945 [27]
Kalk. Zinssatz [%]	5 [10]
Kalk. Lebensdauer [a]	15 [10]

Allgemein bestimmt werden die Höhe der PQ-Leistung, der PRL-Leistungspreis, sowie die kalkulatorischen Werte des Zinssatzes und der Lebensdauer. In Anlehnung an das HyReK-Projekt beträgt die PQ-Leistung 18 MW. Vergütet wird die PQ-Leistung nach dem mittleren PRL-Leistungspreis aus dem Jahr 2019. Die Betrachtungsdauer der Fallbeispiele beläuft sich auf jeweils 15 Jahre. Über diese Zeit werden die Einnahmen und Ausgaben mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 5 % abgezinst

*Fallbeispiel 1: Alleinstehender Batteriespeicher*

In Fallbeispiel 1 nimmt ein alleinstehender Batteriespeicher am PRL-Markt teil. Abbildung 7 zeigt das vereinfachte Funktionsprinzip zu Fallbeispiel 1.



**Abbildung 7: Funktionsprinzip Fallbeispiel 1: Alleinstehender Batteriespeicher**

Verbunden ist der Batteriespeicher über einen Transformator mit dem Stromnetz. Der Batteriespeicher speist positive PRL in das Stromnetz ein und zieht negative PRL aus dem Stromnetz heraus.

Die individuellen Parameter zu Fallbeispielen 1 lassen sich aus Tabelle 8 entnehmen.

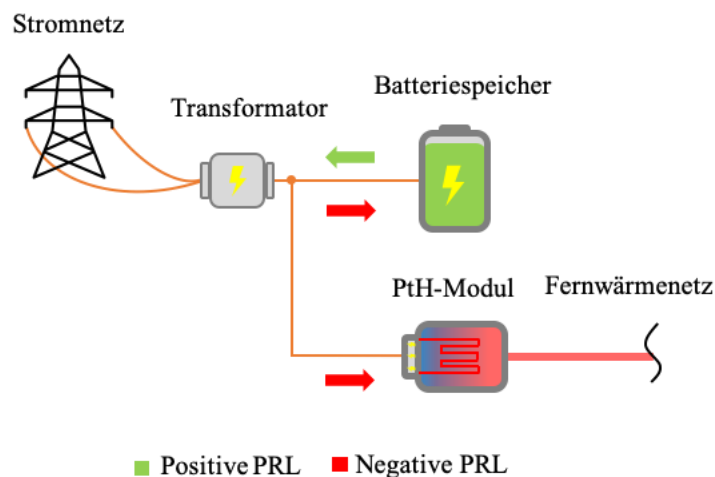
**Tabelle 8: Individuelle Parameter Fallbeispiel 1: Alleinstehender Batteriespeicher**

Parameter	Batteriespeicher	
Nennleistung [MW]	18	Eigene Annahme
Speicherkapazität [MWh]	18,72	Siehe Tabelle 4
Zusätzliche Benutzungsstunden [h/a]	96	Siehe Tabelle 5
Anteilige Aktivierungsdauer PRL		
Positiv [%]	100	
Negativ [%]	100	

Der Batteriespeicher ist bei einer Nennleistung von 18 MW mit einer Speicherkapazität von 18,72 MWh ausgelegt. Damit der Batteriespeicher bei einem zu geringem Ladestand wieder aufgefüllt werden kann, ist eine zusätzliche Stromaufnahme von 96 Stunden im Jahr vorgesehen.

#### *Fallbeispiel 2: Batteriespeicher und PtH-Modul*

In Fallbeispiel 2 wird die Anlagenkombination aus einem Batteriespeicher und einem PtH-Modul betrachtet. Abbildung 8 zeigt das vereinfachte Funktionsprinzip der beiden kombinierten Anlagen in Fallbeispiel 2.



**Abbildung 8: Funktionsprinzip Fallbeispiel 2: Batteriespeicher und PtH-Modul**

Beide Energieanlagen sind über einen Transformator mit dem Stromnetz verbunden. Der Batteriespeicher kann positive PRL aufnehmen und negative PRL in das Stromnetz einspeisen. Das PtH-Modul kann nur negative PRL aus dem Stromnetz aufnehmen. Diese

nutzt das PtH-Modul zur Produktion von Wärme, die anschließend in das Fernwärmenetz eingespeist wird.

In Tabelle 9 sind die individuellen Parameter aus Fallbeispiel 2 dargestellt.

**Tabelle 9: Individuelle Parameter Fallbeispiel 2: Batteriespeicher und PtH-Modul**

Parameter	Batteriespeicher		PtH-Modul	
Nennleistung [MW]	18	Eigene Annahme	18	Eigene Annahme
Speicherkapazität [MWh]	14,22	Siehe Tabelle 4	$\infty^*$	
Zusätzliche Benutzungsstunden [h/ a]	88	Siehe Tabelle 5	0	
Anteilige Aktivierungsdauer PRL				
Positiv [%]	100		0	
Negativ [%]	81	Siehe Tabelle 6	19	Siehe Tabelle 6

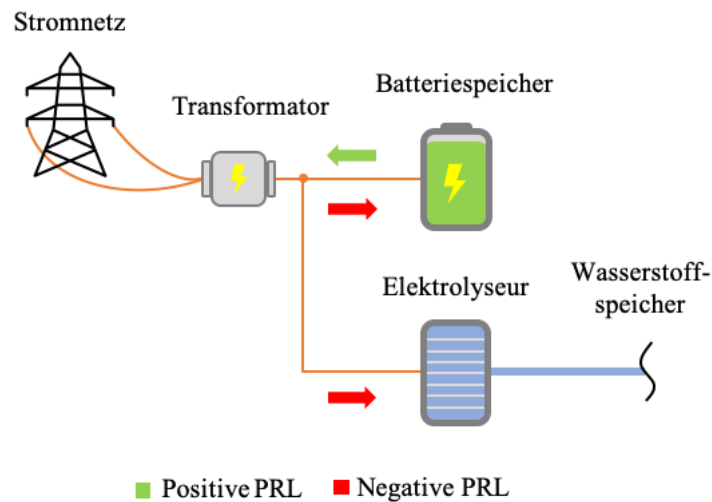
\* Es wird angenommen, dass das PtH-Modul unbegrenzt in das Fernwärmenetz einspeisen kann.

Der Batteriespeicher wird bei einer Nennleistung von 18 MW mit einer Speicherkapazität von 14,22 MWh ausgelegt. Das PtH-Modul besitzt eine Nennleistung von 18 MW. Um den Ladestand des Batteriespeichers bei geringem Speicherstand wieder auffüllen zu können, ist auf Basis einer durchgeführten Simulation, eine zusätzliche Stromaufnahme über 88 Stunden im Jahr vorgesehen. Für das PtH-Modul sind keine weiteren Benutzungsstunden abseits der PRL-Erbringung vorgesehen. Die positive PRL wird ausschließlich durch den Batteriespeicher erbracht. Die Erbringung der negativen PRL teilt sich, auf Basis einer durchgeführten Simulation, auf die beiden Anlagen auf, wobei der Batteriespeicher die überwiegende Zeit (81 % Zeitanteil) aktiv ist und erst bei Überschreitung eines zu hohen Ladestandes vom PtH-Modul (19 % Zeitanteil) abgelöst wird.

#### *Fallbeispiel 3: Batteriespeicher und Elektrolyseur*

In Fallbeispiel 3 wird eine Anlagenkombination aus Batteriespeicher und einem Elektrolyseur betrachtet. Zusätzlich zu der PRL-Erbringung wird der Elektrolyseur im Dauerbetrieb betrieben.

Abbildung 9 zeigt das vereinfachte Funktionsprinzip von Fallbeispiel 3.



**Abbildung 9: Funktionsprinzip Fallbeispiel 3: Batteriespeicher und Elektrolyseur**

Die Positive PRL wird ausschließlich durch den Batteriespeicher erbracht. Die Erbringung von negativer PRL teilt sich auf den Batteriespeicher und den Elektrolyseur auf. Zur Erbringung von negativer PRL kann der Elektrolyseur in seiner Leistung heraufgefahren werden und damit zusätzliche elektrische Energie aus dem Netz entnehmen. Entstehender Wasserstoff, durch die Erbringung von negativer PRL, speist der Elektrolyseur in einen Wasserstoffspeicher ein.

In Tabelle 10 sind die individuellen Parameter aus Fallbeispiel 3 dargestellt.

**Tabelle 10: Individuelle Parameter Fallbeispiel 3: Batteriespeicher und Elektrolyseur**

Parameter	Batteriespeicher		Elektrolyseur	
Nennleistung [MW]	18	Eigene Annahme	24	[53]
Dauerbetrieb [MW]	0		18	Eigene Berechnung nach [58]
PRL-Abruf [MW]	18		18*	Eigene Berechnung nach [58]
Speicherkapazität [MWh]	14,22	Siehe Tabelle 4	$\infty$ **	
Zus. Benutzungsstunden [h/a]	88	Siehe Tabelle 5	8.760	Eigene Annahme
Anteilige Aktivierungsdauer PRL				
Positiv [%]	100		0	
Negativ [%]	81	Siehe Tabelle 6	19	Siehe Tabelle 6

\* Beim PRL-Abruf wird die Leistung um die PQ-Leistung von 18 MW auf 36 MW heraufgefahren.

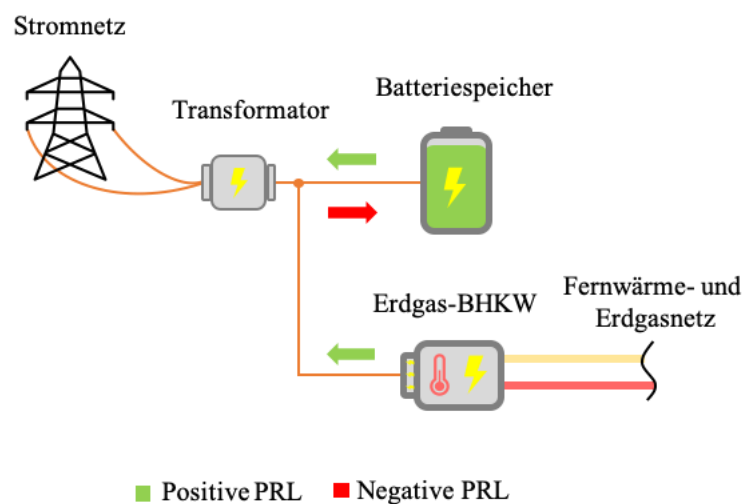
\*\* Es wird angenommen, dass der Elektrolyseur unbegrenzt in den Wasserstoffspeicher einspeisen kann.

Der Batteriespeicher besitzt bei einer Nennleistung von 18 MW eine Speicherkapazität von 14,22 MWh. Der Elektrolyseur ist mit einer Nennleistung von 24 MW ausgelegt. Um den Batteriespeicher im Rahmen des Speichermanagements zu Laden ist eine zusätzliche Stromaufnahme von 88 Stunden im Jahr vorgesehen. Die zusätzlichen Betriebsstunden des Elektrolyseurs werden mit 8.760 Stunden im Jahr angenommen. Der Elektrolyseur wird im Dauerbetrieb zur Produktion von Wasserstoff betrieben. Während des Dauerbetriebs wird der Elektrolyseur bei 75 % seiner Nennleistung betrieben (18 MW) und beim Abruf von 18 MW negativer PRL um 50 % in Überlast geregelt (36 MW). Die Erbringung der negativen PRL teilt sich auf die beiden Anlagen auf, wobei der Batteriespeicher die überwiegende Zeit (81 % Zeitanteil) aktiv ist und erst bei Überschreitung eines zu hohen Ladestandes durch den Elektrolyseur (19 % Zeitanteil) abgelöst wird. Die positive PRL wird ausschließlich durch den Batteriespeicher erbracht.

#### *Fallbeispiel 4: Batteriespeicher und Erdgas-BHKW*

Im abschließenden Fallbeispiel 4 wird die Anlagenkombination aus einem Batteriespeicher und einem Erdgas-BHKW betrachtet.

Abbildung 10 zeigt das vereinfachte Funktionsprinzip von Fallbeispiel 4.



**Abbildung 10: Funktionsprinzip Fallbeispiel 4: Batteriespeicher und Erdgas-BHKW**

Die Negative PRL wird ausschließlich durch den Batteriespeicher aus dem Stromnetz aufgenommen. Die Bereitstellung von positiver PRL wird sowohl durch den Batteriespeicher als auch das Erdgas-BHKW realisiert. Das Erdgas-BHKW besitzt

zusätzlich für den Erdgas-Bezug eine Anbindung an das Erdgasnetz und für die Einspeisung von Wärme eine Anbindung an das Fernwärmenetz.

Aus Tabelle 11 lassen sich die individuellen Parameter der Anlagenkombination von Fallbeispiel 4 entnehmen.

**Tabelle 11: Individuelle Parameter Fallbeispiel 4: Batteriespeicher und Erdgas-BHKW**

Parameter	Batteriespeicher		Erdgas-BHKW	
Nennleistung [MW]	18	Eigene Annahme	105	[53]
Dauerbetrieb [MW]	0		87	Eigene Berechnung
PRL-Abruf [MW]	18	Eigene Berechnung	18*	Eigene Berechnung
Speicherkapazität [MWh]	14,22	Siehe Tabelle 4	$\infty$ **	
Zusätzliche Benutzungsstunden [h/a]	88	Siehe Tabelle 5	3.500	Eigene Annahme nach Tabelle 19 im Anhang
Anteilige Aktivierungsdauer PRL				
Positiv [%]	81	Siehe Tabelle 6	19	Siehe Tabelle 6
Negativ [%]	100		0	

\* Beim PRL-Abruf aus dem Dauerbetrieb, wird die Leistung um die PQ-Leistung von 18 MW auf 105 MW heraufgefahren. Beim PRL-Abruf aus dem Stillstand, wird die Leistung von 0 MW auf die PQ-Leistung von 18 MW heraufgefahren.

\*\* Es wird angenommen, dass das Erdgas-BHKW unbegrenzt in das Fernwärmenetz und das Stromnetz einspeisen kann.

Der Batteriespeicher besitzt bei einer Nennleistung von 18 MW eine Speicherkapazität von 14,22 MWh. Das Erdgas-BHKW besteht aus neun Einzelanlagen mit jeweils ca. 12 MW und wird im Weiteren zusammengefasst als ein Erdgas-BHKW mit 105 MW dargestellt. Das Erdgas-BHKW wird überwiegend für die Produktion von Fernwärme und Strom betrieben. Der PRL-Abruf erfolgt parallel. Im Dauerbetrieb hält das Erdgas-BHKW dabei einen Teil seiner Leistung, also die PQ-Leistung in Höhe von 18 MW, für die Erbringung positiver PRL frei. Befindet sich das Erdgas-BHKW im Stillstand, wird es innerhalb der vorgegebenen Zeit auf die PQ-Leistung angefahren. Der Batteriespeicher kann damit dauerhaft mit einem geringeren Ladestand zur Erbringung von negativer PRL betrieben werden. Saisonal bedingt wird die Produktion von Fernwärme und Strom mit 3.500 Stunden im Jahre angenommen. Der Batteriespeicher ist mit einer zusätzlichen Betriebszeit von 88 Stunden im Jahre zur Regulierung des Speicherstandes versehen. Während der Batteriespeicher vollständig die negative PRL-Bereitstellung übernimmt, teilt sich die

Zeitverteilung zur positiven PRL-Erbringung auf beide Energieanlagen auf. Dabei wird die überwiegende Zeit der der Batteriespeicher (81 % Zeitanteil) aktiviert und erst bei Unterschreitung eines zu niedrigen Ladestandes vom Erdgas-BHKW (19 % Zeitanteil) abgelöst.

### 3.5.2 Untersuchungsergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Untersuchungsergebnisse der Fallbeispiele dargestellt. Die einzelnen Kapitalwerte werden anhand der summierten und diskontierten Kosten und Einnahmen, die über die gesamte Betrachtungsdauer anfallen, erläutert. Ebenfalls über die Betrachtungsdauer summiert dargestellt werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Der alleinstehende Batteriespeicher in Fallbeispiel 1 und die Anlagenkombination aus Batteriespeicher und PtH-Modul in Fallbeispiel 2 werden aufgrund ihrer Relevanz für die Diskussion der Ergebnisse gegenübergestellt. Eine tabellarische Gesamtübersicht der Ergebnisse der Fallbeispiele 1 bis 4 kann dem der Tabelle 16 und der Tabelle 17 im Anhang entnommen werden.

Abbildung 11 zeigt die Kapitalwerte der einzelnen Fallbeispiele 1 bis 4 am Ende der Betrachtungszeit.

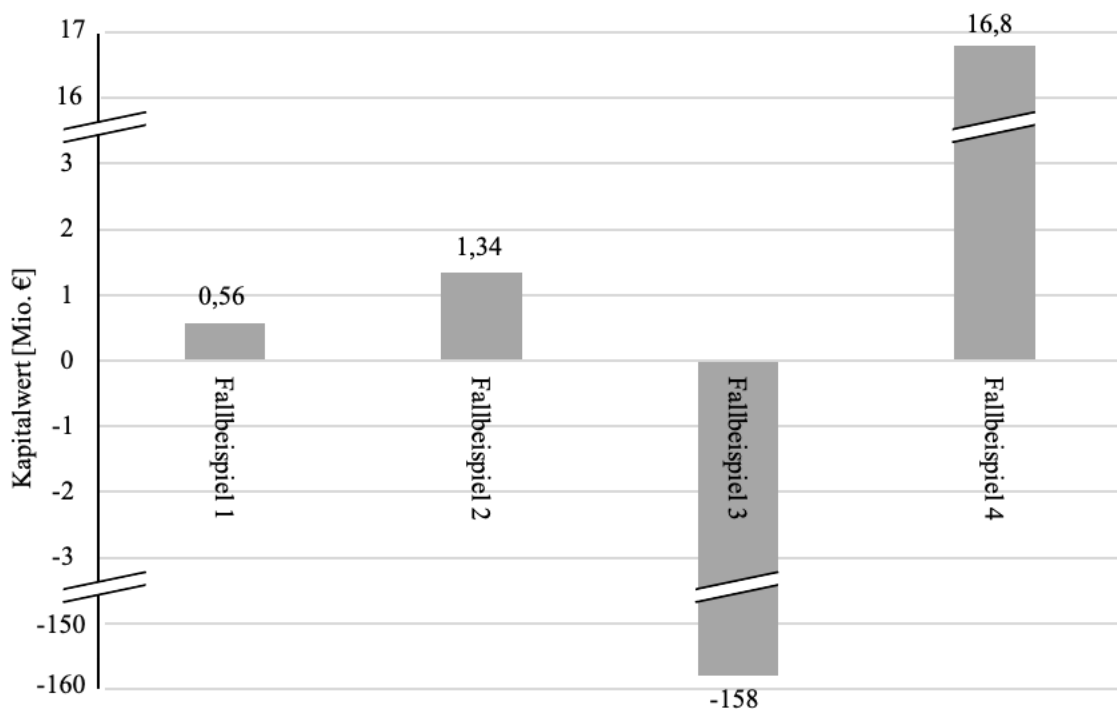
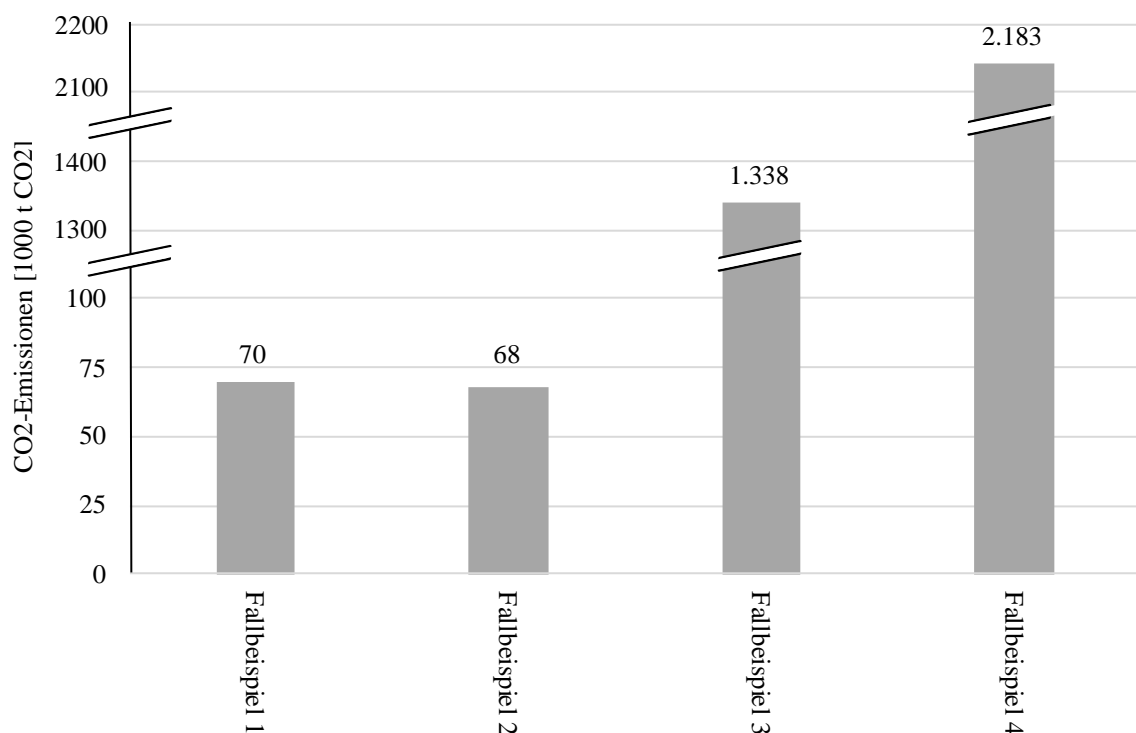


Abbildung 11: Kapitalwerte der Fallbeispiele 1 bis 4



In den Fallbeispielen 1 (alleinstehender Batteriespeicher), 2 (Batteriespeicher und PtH-Modul) und 4 (Batteriespeicher und Erdgas-BHKW) können positive Kapitalwerte erzielt werden. Während in Fallbeispiel 1 ein Kapitalwert von ca. 0,56 Mio. € erwirtschaftet wird, erreicht Fallbeispiel 2 einen Kapitalwert von ca. 1,34 Mio. € und Fallbeispiel 4 einen Kapitalwert von ca. 16,8 Mio. €. Mit ca. -158 Mio. € fällt der Kapitalwert in Fallbeispiel 3 (Batteriespeicher und Elektrolyseur) negativ aus.

In Abbildung 12 sind die summierten CO<sub>2</sub>-Emissionen über die Betrachtungsdauer für die Fallbeispiele 1 bis 4 dargestellt.



**Abbildung 12: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Fallbeispiele 1 bis 4**

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen belaufen sich für Fallbeispiel 1 (alleinstehender Batteriespeicher) auf ca. 70 Tsd. tCO<sub>2</sub>, für Fallbeispiel 2 (Batteriespeicher und PtH-Modul) auf ca. 68 Tsd. tCO<sub>2</sub>, für Fallbeispiel 3 (Batteriespeicher und Elektrolyseur) auf ca. 1.338 Tsd. tCO<sub>2</sub> und für Fallbeispiel 4 (Batteriespeicher und Erdgas-BHKW) auf ca. 2.183 Tsd. tCO<sub>2</sub>.

*Fallbeispiel 1: Alleinstehender Batteriespeicher*

Tabelle 12 zeigt den Kapitalfluss für den alleinstehenden Batteriespeicher in Fallbeispiel 1.

**Tabelle 12: Kapitalfluss Fallbeispiel 1: Alleinstehender Batteriespeicher**

<b>Parameter</b>	<b>Wert [Mio. €]</b>
Investitionskosten	-11,23
Laufende Kosten	
Fixe Wartungskosten	-1,69
Energiebezugskosten	-2,32
CO <sub>2</sub> -Kosten	0,00
Einnahmen	
Einnahmen PRL	+21,05
Einspeisevergütung	0,00
Abschreibungsrestwert	0,00
<b>Kapitalwert</b>	<b>0,56</b>

Aufgelistet sind die Investitionskosten und die summierten und über die Betrachtungszeit diskontierten laufenden Kosten und Einnahmen. Die einmalig anfallenden Investitionskosten für den alleinstehenden Batteriespeicher belaufen sich auf ca. 11,2 Mio. €. Die laufenden Kosten setzen sich aus den Energiebezugskosten für Strom und den fixen Wartungskosten zusammen. Energiebezugskosten in Höhe von ca. 2,32 Mio. € entstehen durch die Erbringung von negativer PRL und durch die Regulierung des Speicherstandes. Die fixen Wartungskosten beanspruchen den größten Anteil an den laufenden Kosten mit ca. 1,69 Mio. €. Für die Entstehung von ca. 70 Tsd. tCO<sub>2</sub> fallen keine CO<sub>2</sub>-Kosten an. Dem gegenüber stehen ausschließlich Einnahmen für die Teilnahme am PRL-Markt in Höhe von ca. 22 Mio. €. Am Ende der Betrachtungsdauer von 15 Jahren kann ein positiver Kapitalwert in Höhe von ca. 0,56 Mio. € erwirtschaftet werden.

*Fallbeispiel 2: Batteriespeicher und PtH-Modul*

In Tabelle 13 ist der Kapitalfluss der Anlagenkombination aus Batteriespeicher und PtH-Modul Fallbeispiel 2 dargestellt.

**Tabelle 13: Kapitalfluss Fallbeispiel 2: Batteriespeicher und PtH-Modul**

<b>Parameter</b>	<b>Wert [Mio. €]</b>
Investitionskosten	-8,98
Laufende Kosten	
Wartungskosten fix	-1,35
Energiebezugskosten	-4,96
CO <sub>2</sub> -Kosten	0,00
Einnahmen	
Einnahmen PRL	+21,05
Einspeisevergütung	+0,19
Abschreibungsrestwert	0,00
<b>Kapitalwert</b>	<b>1,34</b>

Die Investitionskosten für die Anlagenkombination aus Batteriespeicher und PtH-Modul betragen ca. 8,98 Mio. €. Auf Seiten der laufenden Kosten fallen ca. 1,35 Mio. € für die fixen Wartungskosten an und ca. 4,96 Mio. € für die Energiebezugskosten von Strom. Bezogen wird der Strom zur Aufnahme von negativer PRL durch beide Anlagen, sowie durch das Speichermanagement des Batteriespeichers. Es entstehen keine CO<sub>2</sub>-Kosten für die CO<sub>2</sub>-Emissionen von ca. 68 Tsd. tCO<sub>2</sub>. Einnahmen können zum einen durch die Teilnahme am PRL-Markt generiert werden und zum anderen durch die Einspeisung des PtH-Moduls von Wärme in das Fernwärmenetz. Die Einnahmen für die PRL betragen ca. 22 Mio. € und für die Produktion von Fernwärme ca. 0,19 Mio. €. Der Kapitalwert am Ende der Betrachtungszeit beläuft sich auf ca. 1,34 Mio. €.

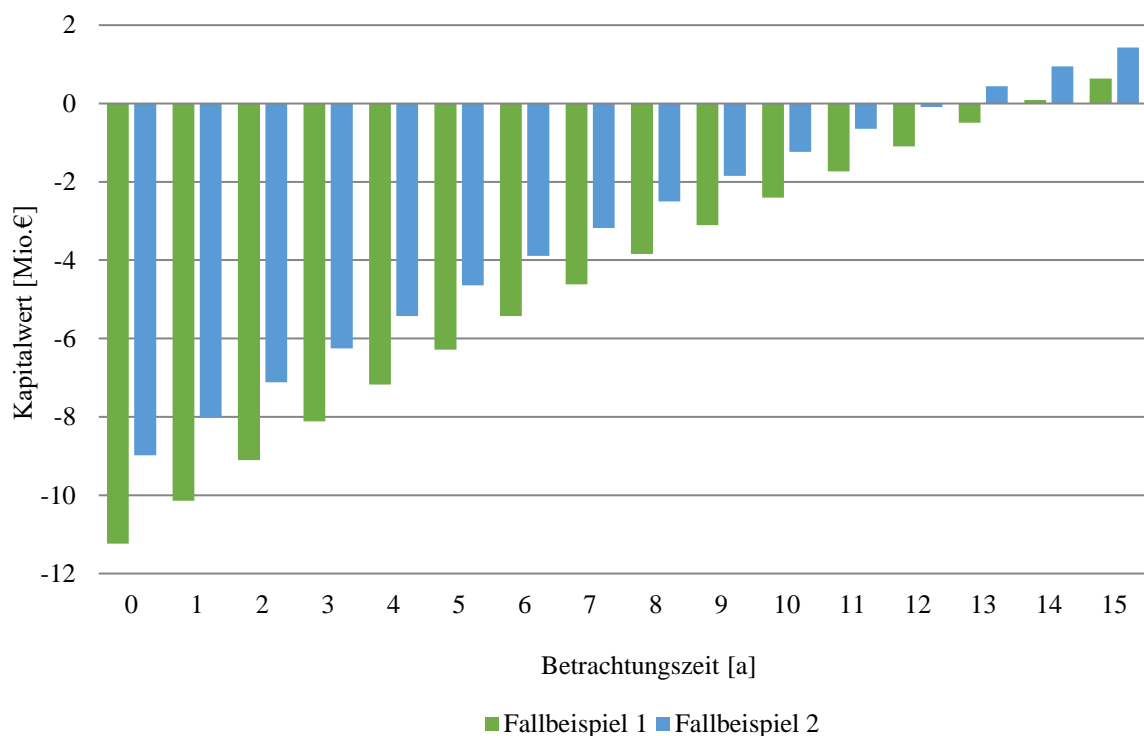
*Gegenüberstellung von Fallbeispiel 1 und Fallbeispiel 2*

Im Folgenden werden die Fallbeispiele 1 und 2 gegenübergestellt. Die Ergebnisse beider Auswertungen werden hinsichtlich ihrer Kapitalflüsse (siehe Tabelle 12 und Tabelle 13) und Kapitalwertentwicklung verglichen.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Investitionskosten durch das Kombinieren mit einem PtH-Modul um ca. 2,2 Mio. € reduzieren lassen. Außerdem sinken die fixen Wartungskosten. Die Energiebezugskosten der Anlagenkombination fallen mit

ca. 4,96 Mio. € höher aus als beim alleinstehenden Batteriespeicher mit 2,32 Mio. €. Unter Anbetracht der zusätzlichen Einnahmen für Fernwärme in Höhe von ca. 0,19 Mio. €, lässt sich demnach durch die Einspeisung von Fernwärme allein, aufgrund der verhältnismäßig hohen Energiebezugskosten für das PtH-Modul, kein positiver Effekt erzielen. Der ökonomische Vorteil der eingesparten Investitionskosten in der Anlagenkombination lässt den Kapitalwert am Ende mit ca. 1,34 Mio. € höher ausfallen, als beim alleinstehenden Batteriespeicher mit ca. 0,56 Mio. €.

In Abbildung 13 ist die Kapitalwertentwicklung von Fallbeispiel 1 und 2 dargestellt.



**Abbildung 13: Kapitalwertentwicklung von Fallbeispiel 1 und 2**

Die Gegenüberstellung zeigt, dass die Anlagenkombination aus Batteriespeicher und PtH-Modul nach 13 Jahren einen positiven Kapitalwert erreichen kann. Der alleinstehende Batteriespeicher dagegen kann erst ein Jahr später im 14. Jahr der Betrachtung einen positiven Kapitalwert erreichen.

*Fallbeispiel 3: Batteriespeicher und Elektrolyseur*

Tabelle 14 zeigt den Kapitalfluss der Anlagenkombination aus Batteriespeicher und einem Elektrolyseur in Fallbeispiel 3.

**Tabelle 14: Kapitalfluss Fallbeispiel 3: Batteriespeicher und Elektrolyseur**

<b>Parameter</b>	<b>Wert [Mio. €]</b>
Investitionskosten	-30,13
Laufende Kosten	
Wartungskosten fix	-3,71
Energiebezugskosten	-348,70
CO <sub>2</sub> -Kosten	0,00
Einnahmen	
Einnahmen PRL	+21,05
Einspeisevergütung	+139,50
Abschreibungsrestwert	+9,60
<b>Kapitalwert</b>	<b>-158,40</b>

Die einmaligen Investitionskosten für die Anlagenkombination betragen ca. 30,1 Mio. €. Laufende Kosten entstehen durch die fixen Wartungskosten in Höhe von ca. 3,7 Mio. € und den Energiebezug von ca. 349 Mio. €. Die Energiebezugskosten für Strom fallen für die ganzjährige Wasserstoffproduktion, die Erbringung von negativer PRL und das Speichermanagement für den Batteriespeicher an. Für die CO<sub>2</sub>-Emissionen von ca. 1.338 Tsd. tCO<sub>2</sub> fallen keine CO<sub>2</sub>-Kosten an. Einnahmen generiert die Anlagenkombination durch die Produktion von Wasserstoff und die Teilnahme am PRL-Markt. Für den Wasserstoff werden ca. 140 Mio. € eingenommen und durch die Bereitstellung von PRL ca. 22 Mio. €. Vervollständigt werden die Einnahmen durch den Abschreibungsrestwert in Höhe von ca. 9,6 Mio. € im letzten Betrachtungsjahr. Nach 15 Betrachtungsjahren steht ein negativer Kapitalwert von ca. -158 Mio. €. Die Ausgaben für die Investition können demnach nicht zurück erwirtschaftet werden. Mit dem Fortschreiten der Betrachtungsjahre verschlechtert sich der Kapitalwert weiter.

*Fallbeispiel 4: Erdgas-BHKW und Batteriespeicher*

Aus Tabelle 15 lassen sich die Kapitalflüsse der Anlagenkombination aus Batteriespeicher und Erdgas-BHKW aus Fallbeispiel 4 entnehmen.

**Tabelle 15: Kapitalfluss Fallbeispiel 4: Batteriespeicher und Erdgas-BHKW**

<b>Parameter</b>	<b>Wert [Mio. €]</b>
Investitionskosten	-50,53
Laufende Kosten	
Wartungskosten fix	-7,58
Energiebezugskosten	-107,36
CO <sub>2</sub> -Kosten	-58,82
Einnahmen	
Einnahmen PRL	+21,05
Einspeisevergütung	+242,42
Abschreibungsrestwert	0,00
<b>Kapitalwert</b>	<b>16,78</b>

Die Investitionskosten für die Kombination aus Batteriespeicher und Erdgas-BHKW belaufen sich auf ca. 50,5 Mio. €. Laufende Kosten entstehen durch den Energiebezug, durch die fixen Wartungskosten und für CO<sub>2</sub>. Die Energiebezugskosten von ca. 107,36 Mio. € setzen sich aus dem Bezug von Erdgas durch das Erdgas-BHKW und dem Bezug von Strom durch den Batteriespeicher für das Speichermanagement und die Erbringung von negativer PRL zusammen. Die fixen Wartungskosten betragen ca. 7,6 Mio. €. Durch den Ausstoß von CO<sub>2</sub> entstehen direkte Kosten in Höhe von ca. 52,5 Mio. €. Einnahmen für die Strom- und Fernwärmeproduktion können in Höhe von ca. 242,4 Mio. € generiert werden. Die Teilnahme am PRL-Markt wird mit ca. 22 Mio. € vergütet. Nach 15 Jahren kann ein positiver Kapitalwert erwirtschaftet werden. Der Kapitalwert beträgt ca. 16,8 Mio. €.

### 3.6 Diskussion der Ergebnisse

Im vorangegangenen Abschnitt 3.5 wurde die Systematik sowohl an einem alleinstehenden Batteriespeicher als auch an verschiedenen Anlagenkombinationen erprobt. In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aller Fallbeispiele bewertet und einige der Ergebnisse gegenübergestellt.

### *Alleinstehender Batteriespeicher und Batteriespeicher mit PtH-Modul*

Der Kapitalwert in Fallbeispiel 1 (alleinstehender Batteriespeicher) fällt mit ca. 0,56 Mio. € geringer aus als der Kapitalwert von ca. 1,34 Mio. € in Fallbeispiel 2 (Batteriespeicher und PtH-Modul). Der ökonomische Vergleichsindikator zeigt dahingehend den Vorteil der Anlagenkombination auf. Die Amortisationsdauer liegt bei 13 Jahren, während der alleinstehende Batteriespeicher 14 Jahre für einen positiven Kapitalwert benötigt. Einen weiteren Vorteil kann die Anlagenkombination anhand des ökologischen Vergleichsindikators aufweisen. Mit ca. 68 Tsd. tCO<sub>2</sub> liegen dessen CO<sub>2</sub>-Emissionen unterhalb denen des alleinstehenden Batteriespeichers der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von ca. 70 Tsd. tCO<sub>2</sub> produziert.

Hinsichtlich der ökonomischen Indikatoren decken sich die Untersuchungsergebnisse dieser Arbeit mit den Werten in der Literatur. In [14] amortisiert sich die gleiche Anlagenkombination nach zehn Jahren und damit vier Jahre früher als ein alleinstehender Batteriespeicher. Erreicht wurde ein Kapitalwert von 0,5 Mio. €. Zugrunde gelegt sind PRL-Preise aus dem Jahr 2015. Nach [10], und mit Preisen aus 2018-2019, kann nach zwölf Jahren ein positiver Kapitalwert erwirtschaftet werden, der sich nach 15 Jahren auf 2,2 Mio. € beläuft. Die abweichenden Kapitalwerte und Amortisationsdauern, zwischen den Ergebnissen dieser Arbeit und der Literatur, sind auf die unterschiedlichen Nennleistungen und angenommenen PRL-Preise zurückzuführen.

Der höhere Kapitalwert der Anlagenkombination ist in dem Investitionsvorteil durch das PtH-Modul begründet, da die Strombezugskosten des PtH-Moduls die Einnahmen für Fernwärme übersteigen. Hinsichtlich des Strombezugs besitzt das PtH-Modul keine Befreiung von Steuern, Umlagen und Abgaben im Betrieb. Dadurch wird der Bezugspreis für Strom hochgehalten. Die reduzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen sind auf den höheren Wirkungsgrad des PtH-Moduls, gegenüber dem des Batteriespeichers, zurückzuführen. Direkte Kosten für die CO<sub>2</sub>-Emissionen fallen keine, da diese bereits im Strompreis berücksichtigt sind.

### *Batteriespeicher mit Elektrolyseur im Dauerbetrieb*

Die Anlagenkombination aus Fallbeispiel 3 (Batteriespeicher und Elektrolyseur) erweist sich sowohl aus ökonomischer als auch aus ökologischer Sicht als nachteilig. Der Kapitalwert beläuft sich auf ca. -158 Mio. € und die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf ca. 1.338 Tsd. tCO<sub>2</sub>.

Die Ergebnisse in der Literatur und einer durchgeführten Simulation, zeigen dahingehend ein ähnliches Bild auf. In [59] wird für einen alleinstehenden Elektrolyseur, der ausschließlich Wasserstoff produziert und diesen im Verkehrssektor verkauft, bis zum Jahr 2025 ein Kapitalwert von -148 Mio. € angegeben. In [60] führte eine durchgeführte Simulation zu einem Kapitalwert von -220 Mio. € (siehe Tabelle 24 im Anhang). Zugrunde gelegt wurde eine Anlagenkombination aus einem Batteriespeicher und einem Elektrolyseur mit der Teilnahme am PRL-Markt und der zusätzlichen Wasserstoffproduktion im Dauerbetrieb. Die abweichenden Ergebnisse dieser Arbeit und denen aus der Literatur und Simulation sind begründet in der unterschiedlichen Auslegung der Nennleistungen und ungleichen Verkaufspreisen für den Wasserstoff.

Der negative Kapitalwert ist insbesondere auf die hohen Strombezugskosten für den Elektrolyseur zurückzuführen. Im Vergleich fallen die Einnahmen durch den Wasserstoff und die PRL gering aus. Der Elektrolyseur ist, ausgenommen von den Netznutzungsentgelten, von keinen Steuern, Umlagen und Abgaben im Betrieb befreit. Vor allem die EEG-Umlage ist zu entrichten und hält die Energiebezugskosten für Strom hoch. Die ebenfalls hohen Investitionskosten können zudem für keinen Investitionsvorteil sorgen. Es ist zu allerdings zu erwarten, dass der Elektrolyseur in den nächsten Jahren von der EEG-Umlage befreit wird und sich die Investitionskosten reduzieren werden [58, 61]. CO<sub>2</sub>-Emissionen sind bedingt durch den Dauerbetrieb des Elektrolyseurs. Das CO<sub>2</sub>-Äquivalent für Strom beträgt aktuell 0,573 tCO<sub>2</sub>/MWh und fällt im Dauerbetrieb in Summe entsprechend hoch aus. Berücksichtigt sind die Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionen bereits im Strompreis und wirken sich daher nicht auf die direkten CO<sub>2</sub>-Kosten aus.

#### *Batteriespeicher mit Erdgas-BHKW im saisonalen Dauerbetrieb*

Das abschließende Fallbeispiel 4 (Batteriespeicher und Erdgas-BHKW) zeigt sich anhand des Kapitalwerts von ca. 16,8 Mio. € aus ökonomischer Sicht vorteilig, mit CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von ca. 2 Mio. tCO<sub>2</sub> dagegen nachteilig. Für einen Vergleich der Ergebnisse bestehen keine Literaturwerte.

Im Unterschied zu den vorangegangenen Fallbeispielen 1 bis 3 spiegeln sich hier die CO<sub>2</sub>-Emissionen direkt im Kapitalwert wieder. Die CO<sub>2</sub>Kosten reduzieren den Kapitalwert um ca. 58 Mio. €. Der Kapitalwert erweist sich insbesondere aufgrund der Einnahmen durch Fernwärme und Strom als positiv. Die Teilnahme am PRL-Markt hat dagegen kaum einen Einfluss auf den hohen Kapitalwert.



## 4 Fazit und Ausblick

Ziel dieser Arbeit war die Entwicklung einer Systematik, mit der sich hybride Energieanlagen unter Anwendung von technischen, ökonomischen und ökologischen Indikatoren hinsichtlich einer Teilnahme am PRL-Markt bewerten lassen. Die Entwicklung hat gezeigt, dass die Bewertung von hybriden Energieanlagen aufgrund von technologischen Unterschieden sehr komplex ist und die Indikatoren deshalb auf einer allgemein geltenden Basis ausgewählt werden müssen.

Die Auswertung der Literaturrecherche zeigte, dass insbesondere der ökonomische und ökologische Aspekt in der Bewertung stärker berücksichtigt werden muss. Zum einen wurde der Kapitalwert als ökonomischer Vergleichsindikator ausgewählt, der aus den einzelnen Kosten und Einnahmen hervorgeht. Zum anderen wurde mit den CO<sub>2</sub>-Emissionen ein ökologischer Vergleichsindikator definiert, in dem sich der Energiebezug widerspiegelt. Ein technischer Vergleichsindikator muss nicht gesondert erhoben werden, da die technischen Parameter bereits zu einem Großteil in die ökonomischen und ökologischen Indikatoren mit einfließen.

Im Rahmen einer Erprobung, in der die Systematik funktionell getestet worden ist, konnten anhand der Indikatoren die Vor- und Nachteile von verschiedenen Anlagenkombinationen ermittelt und bewertet werden. Durch den Vergleich von Kosten und Einnahmen, und zusammenfassend auch des Kapitalwertes, konnten sowohl ökonomisch vorteilige als auch ökonomisch nachteilige Anlagenkombinationen identifiziert werden. Gleichzeitig wurden für den ökologischen Aspekt die unterschiedlich hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen der einzelnen Anlagenkombinationen ermittelt. Hervorzuheben ist der erhebliche Einfluss der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die Kosten einer Anlagenkombination, sobald dafür Umweltprodukte zum Ausgleich erworben werden müssen. Ohne die Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Kosten wäre das Ergebnis der Systematik sonst nicht korrekt. Die mit der Erprobung der Systematik erzielten Ergebnisse konnten sowohl anhand der bestehenden Literatur als auch an einem vorhandenen Simulationsergebnis bestätigt werden.

Durch die Betrachtung der Fallbeispiele wurde außerdem die anwendungsbezogene Flexibilität der Systematik aufgezeigt. Dabei konnten technologisch unterschiedliche Energieanlagen kombiniert, bewertet und gleichzeitig weitere Vermarktungsoptionen erschlossen und mit einbezogen werden. Angesichts der fallenden Vergütung am PRL-Markt sollte die Möglichkeit einer zusätzlichen Vermarktung in der Auswahl der

Energieanlagen berücksichtigt werden. Es konnte allerdings aufgezeigt werden, dass eine weitere Vermarktungsoption nicht unmittelbar in einem ökonomischen oder ökologischen Vorteil resultieren muss. So erwies sich der Zusatzbetrieb eines Elektrolyseurs zur Wasserstoffproduktion aufgrund der EEG-Umlage als unwirtschaftlich. Auch die Einbindung einer zusätzlichen Vermarktungsoption abseits der PRL, bei der der PRL-Abruf nicht nur aus dem Stillstand der Energieanlage, sondern auch aus dem Dauerbetrieb erfolgt, lässt sich mit Hilfe der Systematik abbilden.

Mit Einbettung der Systematik in ein Tool, ließen sich die Fallbeispiele anhand von Auswahlfeldern und Schieberegler unterstützen konfigurieren. Dies ermöglichte die flexible Annahme von verschiedenen Rahmenbedingungen, deren Auswirkungen auf das Ergebnis unmittelbar ausgegeben werden konnten. Die Systematik lässt damit eine erste Abschätzung der Vor- und Nachteile von hybriden Energieanlagen zu.

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die Entwicklung der Systematik erfolgreich war. Die technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekte konnten durch eine Auswahl von Parametern zu Indikatoren zusammengefügt und berücksichtigt werden. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass es sich bei der Systematik um eine Modellierung handelt, die von optimalen Zuständen ausgeht und keine Unsicherheiten berücksichtigt. Die Systematik kann aber dabei unterstützen, eine Anlagenkombination hinsichtlich der ausgewählten Indikatoren abzuschätzen und damit die Grundlage für weitere Untersuchungen bieten.

Die Möglichkeiten der Systematik sollten künftig genutzt werden, um die betrachteten Fallbeispiele hinsichtlich eines weiteren Preisverfalls am PRL-Markt zu untersuchen. Der Elektrolyseur könnte in einem Zukunft-Szenario, mit reduzierten Investitionskosten und einer entfallenden EEG-Umlage, erneut berechnet werden. Wie die CO<sub>2</sub>-Emissionen gezeigt haben, nehmen die ökologischen Indikatoren einen großen Einfluss auf die Bewertung der Anlagenkombinationen. Um weitere wichtige ökologische Indikatoren stärker mit einbeziehen zu können, sollten diese von weiterführenden Arbeiten, z.B. auf Basis einer Nutzwertanalyse, zusätzlich berücksichtigt werden.

## **Anhang**

Anhang 1: Untersuchungsergebnisse der Fallbeispiele 1 bis 4

Anhang 2: In der Datenbank hinterlegte Parameter

Anhang 3: Simulationsergebnis

## 1. Untersuchungsergebnisse der Fallbeispiele

Tabelle 16: Tabellarische Untersuchungsergebnisse von Fallbeispiel 1 und 2

Parameter	Alleinstehender Batteriespeicher	Batteriespeicher + PtH-Modul
<b>Allgemein</b>		
Investitionskosten	11.232.000	8.982.000
Batteriespeicher [€]	11.232.000	8.532.000
Anlagenpartner [€]	-	450.000
Fixe Wartungskosten 1% [€/a]	112.320	89.820
<b>Zusatzbetrieb</b>		
Energiebezug [MWh/a]	1.819	1.667
Energiebezugskosten [€/a]	87.016	79.764
Einspeisevergütung [€/a]	0	0
CO <sub>2</sub> -Emissionen [tCO <sub>2</sub> /a]	977	895
CO <sub>2</sub> -Kosten [€/a]	0	0
<b>Primärregelung</b>		
Energiebezug [MWh/a]		
Batteriespeicher [€]	6.821	5.533
Anlagenpartner [€]	0	1.244
Abgerufene Leistung (symmetrisch) [MWh/a]	12.960	12.960
Energiekosten [€/a]	67.859	251.112
CO <sub>2</sub> -Emissionen [tCO <sub>2</sub> /a]	3.663	3.639
CO <sub>2</sub> -Kosten [€/a]	0	0
Einnahmen PRL [€/a]	1.403.015	1.403.015
Einnahmen sonstige [€/a]	0	12.312
<b>Einnahmeüberschuss (E-A) [€/a]</b>	<b>1.135.821</b>	<b>994.630</b>
<b>Barwerte</b>		
Investitionskosten [€]	-11.232.000	-8.982.000
Barwert Einnahmenüberschuss (E-A) [€]	11.789.430	10.323.924
<b>Abschreibungsrestwert [€]</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Kapitalwert [€]</b>	<b>557.430</b>	<b>1.341.924</b>

Tabelle 17: Tabellarische Untersuchungsergebnisse von Fallbeispiel 3 und 4

Parameter	Batteriespeicher + Elektrolyseur	Batteriespeicher + Erdgas-BHKW
<b>Allgemein</b>		
Investitionskosten	30.132.000	50.532.000
Batteriespeicher [€]	8.532.000	8.532.000
Anlagenpartner [€]	21.600.000	42.000.000
Fixe Wartungskosten 1% [€/a]	247.320	505.320
<b>Zusatzbetrieb</b>		
Energiebezug		
Batteriespeicher [MWh/a]	1.667	1.667
Anlagenpartner [MWh/a]	157.680	718.262
Energiebezugskosten [€/a]	23.043.672	7.061.274
Einspeisevergütung [€/a]	9.225.816	15.064.870
CO <sub>2</sub> -Emissionen [tCO <sub>2</sub> /a]	85.569	145.553
CO <sub>2</sub> -Kosten [€/a]	0	3.905.765
<b>Primärregelleistung</b>		
Energiebezug		
Batteriespeicher [MWh/a]	5.533	6.821
Anlagenpartner [MWh/a]	1.231	2.901
Abgerufene Leistung (symmetrisch) [MWh/a]	12.960	12.960
Energiekosten [€/a]	187.622	96.067
CO <sub>2</sub> -Emissionen [tCO <sub>2</sub> /a]	3.988	4.247
CO <sub>2</sub> -Kosten [€/a]	0	15.775
Einnahmen PRL [€/a]	1.403.015	1.403.015
Einnahmen sonstige [€/a]	72.271	1.096.247
<b>Einnahmeüberschuss (E-A) [€/a]</b>	<b>-51.721.659</b>	<b>6.485.251</b>
<b>Barwerte</b>		
Investitionskosten [€]	-30.132.000	-50.532.000
Barwert Einnahmenüberschuss (E-A) [€]	-132.875.324	67.314.688
<b>Abschreibungsrestwert [€]</b>	<b>9.600.000</b>	<b>0</b>
<b>Kapitalwert [€]</b>	<b>-158.389.560</b>	<b>16.782.688</b>

## 2. In der Datenbank hinterlegte Parameter

**Tabelle 18: Spezifische Anlagenparameter: Batteriespeicher, PtH-Modul und Elektrolyseur**

Parameter	Batteriespeicher		PtH-Modul		Elektrolyseur	
Wirkungsgrad	0,95	[14]	0,99	[14]	**	[58]
Investitionskosten [€/MW*]	600.000	[62]	25.000	[63]	900.000	[58]
Fixe Wartungskosten 1 % Inv. [€/MW*]	6.000		250		9.000	
Lebensdauer [a]	15	[10]	15	[10]	27	[58]
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor [t CO <sub>2</sub> /MWh]	0,537	[64]	0,537	[64]	0,537	[64]

\* Beim Batteriespeicher €/MWh installierter Speicherkapazität.

\*\* Ist bereits im Energiebedarf zur Erzeugung von 1 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff einberechnet und beträgt 4,9 kWh/Nm<sup>3</sup> [58].

\*\*\* Bei dem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für den Strombezug, handelt es sich um den Äquivalent-Wert für Strom aus dem Inland.

**Tabelle 19: Spezifische Anlagenparameter: Erdgas-BHKW**

Parameter	Erdgas-BHKW	
Wirkungsgrad		
Thermisch	0,5	[65]
Elektrisch	0,47	[66]
Investitionskosten [€/MW]	400.000	[67]
Fixe Wartungskosten 1 % Inv. [€/MW]	4.000	
Lebensdauer [a]	15	Eigene Annahme nach [57]
Benutzungsstunden [h/a]	2.500 bis 4.500	[66]
Verhältniswert Heizwert/ Brennwert	0,902	[66]
CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor [t CO <sub>2</sub> /MWh]	0,2014	[66]

**Tabelle 20: Bezugspreise: Strom, Erdgas und CO<sub>2</sub>**

Parameter	Wert	
Mittlere Börsenpreise Strom EPEX Spot 2019		
Day Ahead (Baseload) [€/MWh]	37,70	[68]
Handelsgebühr Day Ahead (Baseload) [€/MWh]	0,04	[69]
Intraday Continuous (Baseload) [€/MWh]	37,80	[68]
Handelsgebühr Intraday Continuous (Baseload) [€/MWh]	0,09	[69]
Börsenpreis Erdgas EPEX Spot		
Neutral Gas Price [€/MWh]	9,69	[66]
Handelsgebühr Neutral Gas Price („Off-Hours“) [€/MWh]	0,03	[70]
Auktionsmarkt Umweltprodukte Clearing Preis [€/tCO <sub>2</sub> ]	27,00	[71]

In Tabelle 20 werden die Energiebezugspreise als Großhandelspreise angegeben. Beim Strombezug werden diese Preise um die im Einzelfall anfallenden Steuern, Umlagen und Abgaben aus Tabelle 21 erweitert.

**Tabelle 21: Steuern, Abgaben und Umlagen des Strompreises im Jahr 2019**

Parameter	Wert [€Cent/kWh]	Batteriespeicher nach [72]	PtH-Modul nach [72]	Elektrolyseur nach [73]
Stromsteuer	1,54 [72, 73]	Befreit	Geltend	Geltend
MwSt 19 %		Geltend	Geltend	Geltend
Netznutzungsentgelte	4,20 [74]	Befreit	Geltend	Befreit
Konzessionsabgabe	0,11 [75]	Geltend	Geltend	Geltend
EEG-Umlage	6,405 [76]	Befreit	Geltend	Geltend
KWK-Umlage	0,28 [77]	Befreit	Geltend	Geltend
§19 Umlage	0,305 [78]	Geltend	Geltend	Geltend
Offshore Umlage	0,416 [79]	Geltend	Geltend	Geltend
AbLaV-Umlage	0,005 [80]	Geltend	Geltend	Geltend

**Tabelle 22: Vergütungspreise: PRL, Fernwärme und Wasserstoff**

Parameter	Wert
Mittlerer PRL-Leistungspreis	
Jahr 2019 [€/a]	77.945 [29, 81]
Wärme (Fernwärme) [€/MWh]	10,00 [10]
Wasserstoff (Verkehrssektor) [€/Nm <sup>3</sup> ]	0,27 [82]

**Tabelle 23: Abgerufene PRL-Leistung in Abhängigkeit von der PQ-Leistung**

Parameter	Wert
Abgerufenen PRL-Leistung [MWh/MW <sub>PQ-Leistung</sub> /a]	60 Eigene Annahme nach [83]

### 3. Simulationsergebnis

Tabelle 24 zeigt das Simulationsergebnis einer Anlagenkombination aus Batteriespeicher mit 18 MW und einem Elektrolyseur mit 36 MW. Der Elektrolyseur befindet sich im Dauerbetrieb betrieben. Die PQ-Leistung beträgt 18 MW.

**Tabelle 24: Ergebnis einer simulierten Anlagenkombination aus Batteriespeicher und Elektrolyseur**

Parameter	Wert
Kapitalwert [Mio. €]	-220 [60]



## Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Kommission, *Ein sauberer Planet für alle: Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft*, Brüssel, 2018. Verfügbar unter: [eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773&from=EN). \*
- [2] Schröter, F., *Ziele der deutschen Wirtschafts- und Energiepolitik in Industrielle Energiestrategie*, Wiesbaden: Springer Gabler, 2017, S. 3-17.
- [3] Agora Energiewende, *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020.*, 2020. Verfügbar unter: [www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung\\_2019/171\\_A-EW\\_Jahresauswertung\\_2019\\_WEB.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf).
- [4] Papaefthymiou, G., Grave, K., und Dragoon, K., *Flexibility options in electricity systems*, Berlin: ECOFYS Germany GmbH, 2014. Verfügbar unter: [www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/06/Ecofys.pdf](http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/06/Ecofys.pdf).
- [5] UCTE Operation Handbook, *Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance*, 2009. Verfügbar unter: [eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/pre2015/publications/ce/oh/appendix1\\_v19.pdf](http://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/pre2015/publications/ce/oh/appendix1_v19.pdf).
- [6] Schäfer, C., *Batteriespeicher dominieren den PRL-Markt*. Regelleistung-Online GbR. Verfügbar unter: [www.regelleistung-online.de/batteriespeicher-dominieren-den-prl-markt/](http://www.regelleistung-online.de/batteriespeicher-dominieren-den-prl-markt/). Abgerufen am 11.08.2020.
- [7] Thomas, H., *Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorkopplung: EnWG mit Strommarktgesetz, EEG 2017 und KWKG 2016*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2017.
- [8] Stenzel, P., Linssen, J., Robinius, M., Stolten, D., Gottke, V., Teschner, H., Velten, A., und Schäfer, F., *Energiespeicher*. BWK: das Energie-Fachmagazin, Vol. 71, S. 33-48, 2019. Verfügbar unter: [www.researchgate.net/publication/333816019\\_Energiespeicher](http://www.researchgate.net/publication/333816019_Energiespeicher)
- [9] Schäfer, C., *PRL Preise 2019: Prognose weiter fallend*. Verfügbar unter: [www.regelleistung-online.de/prl-preise-2019/](http://www.regelleistung-online.de/prl-preise-2019/). Abgerufen am 15.08.2020.
- [10] Draheim, P., Schlachter, U., Wigger, H., Worschech, A., Brand, U., Diekmann, T., Schuldt, F., Hanke, B., von Maydell, K., und Vogt, T., *Business case analysis of hybrid systems*

- consisting of battery storage and power-to-heat on the German energy market. Utilities Policy*, Vol. 67, 2020. Verfügbar unter: 10.1016/j.jup.2020.101110
- [11] Rehtanz, C., Greve, M., Häger, U., Hilbrich, D., Kippelt, S., Kubis, A., Liebenau, V., Noll, T., Rüberg, S., Schlüter, T., Schwippe, J., Spieker, C., Teuwsen, J., Agricola, A.-C., Seidl, H., und Mischinger, S., *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030*, Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014. Verfügbar unter: [www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094\\_dena-Studie\\_Systemdienstleistungen\\_2030.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf).
- [12] Johnston, L., Díaz-González, F., Gomis-Bellmunt, O., Corchero-García, C., und Cruz-Zambrano, M., *Methodology for the economic optimisation of energy storage systems for frequency support in wind power plants*. *Applied Energy*, Vol. 137, S. 660-669, 2015. Verfügbar unter: 10.1016/j.apenergy.2014.09.031
- [13] Mäkinen, T., Leinonen, A., und Ovaskainen, M., *Modelling and benefits of combined operation of hydropower unit and battery energy storage system on grid primary frequency control*. 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe), S. 1-6, 2020. Verfügbar unter: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160666
- [14] Melo, S. P., Brand, U., Vogt, T., Telle, J., Schuldt, F., und von Maydell, K., *Primary frequency control provided by hybrid battery storage and power-to-heat system*. *Applied Energy*, Vol. 233-234, S. 220-231, 2019. Verfügbar unter: 10.1016/j.apenergy.2018.09.177
- [15] Schopfer, S., Tiefenbeck, V., Fleisch, E., und Staake, T., *Providing primary frequency control with residential scale photovoltaic-battery systems*. *Computer science-research and development*, Vol. 32, S. 105-115, 2017. Verfügbar unter: 10.1007/s00450-016-0318-3
- [16] Kadam, S., und Eiper, T., *Wasserkraftwerk plus Batteriespeicher–das flexible Hybridsystem der Zukunft?* e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Vol. 136, S. 392-393, 2019. Verfügbar unter: 10.1007/s00502-019-00757-w
- [17] Europäische Kommission, *VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb*, 2017. Verfügbar unter: [eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN)
- [18] Next Kraftwerke GmbH, *Was ist Regelenergie?* Verfügbar unter: [www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie](http://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie). Abgerufen am 14.09.2020.

- [19] Next Kraftwerke GmbH, *Was ist Primärregelleistung?* Verfügbar unter: [www.next-kraftwerke.de/wissen/primaerreserve-primaerregelleistung](http://www.next-kraftwerke.de/wissen/primaerreserve-primaerregelleistung). Abgerufen am 15.08.2020.
- [20] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung: Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung*, 2014. Verfügbar unter: [www.regelleistung.net/ext/download/eckpunktePRL](http://www.regelleistung.net/ext/download/eckpunktePRL).
- [21] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, AFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“)*, 2020. Verfügbar unter: [www.regelleistung.net/ext/download/PQ\\_Bedingungen\\_FCR\\_aFRR\\_mFRR](http://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR).
- [22] Bundesnetzagentur, *Beschluss: Aktenzeichen BK6-17-234*, Bonn, 2018. Verfügbar unter: [www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2017/BK6-17-234/BK6-17-234\\_beschluss\\_2019\\_05\\_02.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2017/BK6-17-234/BK6-17-234_beschluss_2019_05_02.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- [23] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *Gemeinsame Ausschreibung Primärregelleistung*. Verfügbar unter: [www.regelleistung.net/ext/static/prl](http://www.regelleistung.net/ext/static/prl). Abgerufen am 25.08.2020.
- [24] Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), *Frequency Containment Reserves (FCR)*. Verfügbar unter: [www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/fcr/](http://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/). Abgerufen am 11.08.2020.
- [25] Netzpraxis Magazin für Energieversorgung, *Länderübergreifende Kooperation bei der Primärregelleistung*. VDE Verlag GmbH. Verfügbar unter: [www.energie.de/netzpraxis/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/laenderuebergreifende-kooperation-bei-der-primaerregelleistung-20201085/](http://www.energie.de/netzpraxis/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/laenderuebergreifende-kooperation-bei-der-primaerregelleistung-20201085/). Abgerufen am 25.08.2020.
- [26] Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), *Explanatory note for the FCR dimensioning rules proposal*, 2018. Verfügbar unter: [consultations.entsoe.eu/system-operations/synchronous-area-operational-agreement-policy-1-lo/supporting\\_documents/Article\\_A1\\_Explanatory\\_Note\\_for\\_FCR%20Dimensioning.pdf](http://consultations.entsoe.eu/system-operations/synchronous-area-operational-agreement-policy-1-lo/supporting_documents/Article_A1_Explanatory_Note_for_FCR%20Dimensioning.pdf).
- [27] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *Ausschreibungsübersicht Primärregelleistung seit Juli 2019*. Verfügbar unter: [www.regelleistung.net/ext/tender/](http://www.regelleistung.net/ext/tender/) Abgerufen am 09.08.2020.
- [28] Bundesnetzagentur, *Beschluss: Aktenzeichen BK6-18-006*, Bonn, 2018. Verfügbar unter: [www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-006/BK6\\_18\\_006\\_beschluss\\_vom\\_2018\\_12\\_13.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-006/BK6_18_006_beschluss_vom_2018_12_13.pdf?__blob=publicationFile&v=3).

- [29] [Datensatz] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber. *Ausschreibungsübersicht Primärregelleistung bis Juni 2019*, 2019.
- [30] Kern, T., Hinterstocker, M., und von Roon, S., *Rückwirkungen von Batterie-Vermarktungsoptionen auf den Strommarkt*, 2019. Verfügbar unter: [www.ffegmbh.de/attachments/article/827/20190208\\_Kern\\_Timo.pdf](http://www.ffegmbh.de/attachments/article/827/20190208_Kern_Timo.pdf).
- [31] Schäfer, C., *PRL-Präqualifikation: BNetzA kippt 30-Minuten-Kriterium*. Verfügbar unter: [www.regelleistung-online.de/prl-praequalifikation-bnetza-kippt-30-minuten-kriterium/](http://www.regelleistung-online.de/prl-praequalifikation-bnetza-kippt-30-minuten-kriterium/). Abgerufen am 07.09.2020.
- [32] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *Präqualifizierte Leistung in Deutschland: September 2020*, 2020. Verfügbar unter: [www.regelleistung.net/ext/download/pq\\_capacity](http://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity).
- [33] Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste*. Verfügbar unter: [www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html). Abgerufen am 18.09.2020.
- [34] Berndt, H., Hermann, M., Kreye, H. D., Reinisch, R., Scherer, U., und Vanzetta, J., *TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, Berlin: Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, 2007. Verfügbar unter: [www.vde.com/resource/blob/937758/14f1b92ea821e9e19ee13fc798c1ee0e/transmissioncode-2007--netz--und-systemregeln-der-deutschen-uebertragungsnetzbetreiber-data.pdf](http://www.vde.com/resource/blob/937758/14f1b92ea821e9e19ee13fc798c1ee0e/transmissioncode-2007--netz--und-systemregeln-der-deutschen-uebertragungsnetzbetreiber-data.pdf).
- [35] Deutscher Bundestag, *Drucksache 17/ 3284: Primärregelleistung in Deutschland*, 2010. Verfügbar unter: [dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/032/1703284.pdf](http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/032/1703284.pdf).
- [36] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *Präqualifizierte Leistung in Deutschland: November 2019*, 2019. Verfügbar unter: [www.regelleistung.net/ext/download/pq\\_capacity](http://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity).
- [37] Brautigam, A., Rothacher, T., Staubitz, H., und Dibitonto, S., *The Energy Storage Market in Germany*, Berlin: Germany Trade and Invest, 2019. Verfügbar unter: [www.gtai.de/resource/blob/64514/5e629c11f7d8ea20e814d95d84a866d6/fact-sheet-energy-storage-market-germany-en-data.pdf](http://www.gtai.de/resource/blob/64514/5e629c11f7d8ea20e814d95d84a866d6/fact-sheet-energy-storage-market-germany-en-data.pdf).
- [38] Engels, J., *Integration of Flexibility from Battery Storage in the Electricity Market*. Doctor of Engineering (PhD), Faculty of Engineering Science, KU Leuven, Leuven, 2020. Verfügbar unter: [lirias.kuleuven.be/2901342?limo=0](http://lirias.kuleuven.be/2901342?limo=0)

- [39] Fler, J., Zurmühlen, S., Meyer, J., Badeda, J., Stenzel, P., Hake, J. F., und Sauer, D. U., *Price development and bidding strategies for battery energy storage systems on the primary control reserve market*. Energy Procedia, Vol. 135, S. 143-157, 2017. Verfügbar unter: 10.1016/j.egypro.2017.09.497
- [40] Schulz, D., *Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.
- [41] swb AG, *swb Hybridkraftwerk: Eine Lösung für die Zukunft*. Verfügbar unter: www.swb.de/ueber-swb/unternehmen/nachhaltigkeit/hyrek. Abgerufen am 23.08.2020.
- [42] DLR–Institut für Vernetzt Energiesysteme, *Forschungsprojekt HyReK: Hybrides Regelkraftwerk 2.0*. Verfügbar unter: www.dlr.de/ve/desktopdefault.aspx/tabid-13208/23084\_read-53547/. Abgerufen am 23.08.2020.
- [43] Möst, D., Fichtner, W., und Grunwald, A., *Energiesystemanalyse: Tagungsband des Workshops "Energiesystemanalyse" vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie*, Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe, 2008. Verfügbar unter: https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000011891.
- [44] Bandow, G., und Holzmüller, H., *Das ist gar kein Modell!: Unterschiedliche Modelle und Modellierungen in Betriebswirtschaftslehre und Ingenieurwissenschaften*, Wiesbaden: Gabler, 2009.
- [45] Konstantin, P., *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg*, 4. Auflage, Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [46] Domschke, W., und Scholl, A., *Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre: eine Einführung aus entscheidungsorientierter Sicht*, 4. Auflage, Berlin Heidelberg: Springer, 2008.
- [47] Schuster, T., und Rüdert von Collenberg, L., *Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation*, Mannheim: Springer Gabler, 2017.
- [48] Europäische Kommission, *EU ETS (EU Emissions Trading System) Handbook* 2015. Verfügbar unter: ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets\_handbook\_en.pdf.
- [49] [Datensatz] Schlachter, U. *Simulation eines alleinstehenden Batteriespeichers mit 18 MW PQ-Leistung*, 2020.
- [50] [Datensatz] Schlachter, U. *Simulation eines HyReKs mit 18 MW PQ-Leistung*, 2020.

- [51] TenneT TSO GmbH, *TenneT Speicher-Tool*. Verfügbar unter: [www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-in-deutschland/tennet-stromspeicher-tool/](http://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-in-deutschland/tennet-stromspeicher-tool/). Abgerufen am 24.08.2020.
  
- [52] swb AG, *EWE mit Tochter swb und ArcelorMittal kooperieren bei grüner Stahlerzeugung Absichtserklärung unterzeichnet / Bremer H2-Produktion liefert Impuls für Europa*. Verfügbar unter: [www.swb.de/ueber-swb/presse/presseinformationen/2020-07-12-ewe-mit-tochter-swb-und-arcelormittal-kooperieren-bei-gruener-stahlerzeugung-absichtserklaerung-unterzeichnet--bremer-h2-produktion-liefert-impuls-fuer-europa](http://www.swb.de/ueber-swb/presse/presseinformationen/2020-07-12-ewe-mit-tochter-swb-und-arcelormittal-kooperieren-bei-gruener-stahlerzeugung-absichtserklaerung-unterzeichnet--bremer-h2-produktion-liefert-impuls-fuer-europa). Abgerufen am 11.08.2020.
  
- [53] Uniper, *Uniper errichtet neues Gasmotorenkraftwerk für swb in Bremen*. Verfügbar unter: [www.uniper.energy/news/uniper-errichtet-neues-gasmotorenkraftwerk-fuer-swb-in-bremen/](http://www.uniper.energy/news/uniper-errichtet-neues-gasmotorenkraftwerk-fuer-swb-in-bremen/). Abgerufen am 31.08.2020.
  
- [54] Guinot, B., Montignac, F., Champel, B., und Vannucci, D., *Profitability of an electrolysis based hydrogen production plant providing grid balancing services*. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 40, S. 8778-8787, 2015. Verfügbar unter: 10.1016/j.ijhydene.2015.05.033
  
- [55] Kılıç, L., und Arsoy, A. B., *Evaluation of frequency control application for distributed generation in Turkey*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 67, S. 501-509, 2015. Verfügbar unter: 10.1016/j.ijepes.2014.12.040
  
- [56] E.ON SE, *E.ON und thyssenkrupp bringen Wasserstoffherzeugung an den Strommarkt*. Verfügbar unter: [www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2020/eon-und-thyssenkrupp-bringen-wasserstoffherzeugung-an-den-strommarkt.html](http://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2020/eon-und-thyssenkrupp-bringen-wasserstoffherzeugung-an-den-strommarkt.html). Abgerufen am 14.09.2020.
  
- [57] Wärtsilä Finland Oy, *Wärtsilä 31SG: Product Guide*, 2019. Verfügbar unter: [www.wartsila.com/docs/default-source/product-files/engines/wartsila-31sg-product-guide.pdf?utm\\_source=engines&utm\\_medium=puregasengine&utm\\_term=w31sg&utm\\_content=product+guide&utm\\_campaign=msleadscoring](http://www.wartsila.com/docs/default-source/product-files/engines/wartsila-31sg-product-guide.pdf?utm_source=engines&utm_medium=puregasengine&utm_term=w31sg&utm_content=product+guide&utm_campaign=msleadscoring).
  
- [58] Smolinka, T., Wiebke, N., Sterchele, P., Lehner, F., und Jansen, M., *Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*: NOW GmbH, 2018. Verfügbar unter: [www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20180910-aktuelle-studie-zeigt-wege-zur-industrialisierung-der-wasserelektrolyse/indwede-studie\\_v04.1.pdf](http://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20180910-aktuelle-studie-zeigt-wege-zur-industrialisierung-der-wasserelektrolyse/indwede-studie_v04.1.pdf).

- [59] Noack, C., Burggraf, F., Hosseiny, S. S., Lettenmeier, P., Kolb, S., Belz, S., Kallo, J., Friedrich, K. A., Pregger, T., Cao, K. K., Heide, D., Naegler, D., Borggrete, F., Bünger, U., Michalski, J., Raksha, T., Voglstätter, C., Smolinka, T., Crotogino, F., Donadei, S., Horvath, P.-L., und Schneider, G.-S., *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck*, 2015. Verfügbar unter: [elib.dlr.de/94979/](http://elib.dlr.de/94979/).
- [60] [Datensatz] Althoff, M. *Simulation einer Anlagenkombination aus Batteriespeicher und einem Elektrolyseur mit einer PQ-Leistung von 18 MW*, 2020.
- [61] Die Bundesregierung, *Bundesregierung beschließt Wasserstoffstrategie*. Verfügbar unter: [www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/wasserstoffstrategie-kabinett-1758824](http://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/wasserstoffstrategie-kabinett-1758824). Abgerufen am 11.08.2020.
- [62] Fleer, J., Zurmühlen, S., Badede, J., Stenzel, P., Hake, J. F., und Sauer, D. U., *Model-based economic assessment of stationary battery systems providing primary control reserve*. Energy Procedia, Vol. 99, S. 11-24, 2016. Verfügbar unter: [10.1016/j.egypro.2016.10.093](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.093)
- [63] Schlachter, U., Worschech, A., Diekmann, T., Hanke, B., und von Maydell, K., *Optimised capacity and operating strategy for providing frequency containment reserve with batteries and power-to-heat*. akzeptiert im Journal of Energy Storage, 2020. Verfügbar unter: [10.1016/j.est.2020.101964](https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101964)
- [64] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, *Merkblatt zu den CO2-Faktoren*, 2019. Verfügbar unter: [www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew\\_merkblatt\\_co2.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_merkblatt_co2.pdf?__blob=publicationFile&v=2).
- [65] Die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE GmbH), *Faktenblatt: Kraft-Wärme-Kopplung*, 2014. Verfügbar unter: [https://www.ffegmbh.de/download/informationen/528\\_ihk\\_hessen\\_waerme/fb\\_kraft-waerme-kopplung.pdf](https://www.ffegmbh.de/download/informationen/528_ihk_hessen_waerme/fb_kraft-waerme-kopplung.pdf).
- [66] Kleppe, T., *Experteninterview swb AG*, im September 2020.
- [67] Konstantin, P., *Investitionsrechnung, Kosten und Preisbildung in Praxisbuch der Fernwärmeversorgung*, 4. Auflage, Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2018, S. 137-157.
- [68] Die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE GmbH), *Die deutschen Strompreise an der Börse EPEX Spot in 2019 - Analyse des Preisniveaus und der Preisschwankungen*

- (*Preisspreads*). Verfügbar unter: [www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/932-die-deutschen-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-in-2019-analyse-des-preisniveaus-und-der-preisschwankungen-preisspreads](http://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/932-die-deutschen-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-in-2019-analyse-des-preisniveaus-und-der-preisschwankungen-preisspreads). Abgerufen am 31.08.2020.
- [69] EPEX SPOT SE, *EPEX SPOT Price List*, 2019. Verfügbar unter: DLR-interne Kommunikation.
- [70] European Energy Exchange AG, *Leistungs- und Preisverzeichnis der EEX AG*, Version 084b, 2020. Verfügbar unter: [https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Price\\_Lists/20200817\\_Preisverzeichnis\\_EEX\\_AG\\_0081b\\_D\\_FINAL.pdf](https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Price_Lists/20200817_Preisverzeichnis_EEX_AG_0081b_D_FINAL.pdf).
- [71] European Energy Exchange AG, *Auktionsmarkt für Umweltprodukte*. Verfügbar unter: [www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/auktionsmarkt](http://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/auktionsmarkt). Abgerufen am 03.10.2020.
- [72] Worschech, A., Schlachter, U., Wigger, H., Hanke, B., Draheim, P., Schuldt, F., Brand, U., Diekmann, T., Vogt, T., und von Maydell, K., *Analysis of Taxation and Framework Conditions for Hybrid Power Plants Consisting of Battery Storage and Power-to-Heat Providing Frequency Containment Reserve in Selected European Countries*. 2020 (noch nicht akzeptiert).
- [73] Deutsche Energie Agentur (dena), *Power-to-X: Strombezug*, 2018. Verfügbar unter: [www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264\\_Power\\_to\\_X\\_Strombezug.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Strombezug.pdf).
- [74] wesernetz Bremen GmbH, *Preisblatt 1 - Netznutzung Strom 2019*, 2018. Verfügbar unter: DLR-interne Kommunikation.
- [75] *Konzessionsabgabeverordnung vom 9. Januar 1992 (BGB. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist*. Verfügbar unter: [www.gesetze-im-internet.de/kav/BJNR000120992.html](http://www.gesetze-im-internet.de/kav/BJNR000120992.html)
- [76] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *EEG-Umlage*. Verfügbar unter: [www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht](http://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht). Abgerufen am 11.08.2020.
- [77] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *KWKG-Umlage*. Verfügbar unter: [www.netztransparenz.de/KWKG/KWKG-Umlagen-Uebersicht](http://www.netztransparenz.de/KWKG/KWKG-Umlagen-Uebersicht). Abgerufen am 11.08.2020.



- [78] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, § 19 *StromNEV-Umlage*. Verfügbar unter: [www.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht](http://www.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht) Abgerufen am 11.08.2020.
- [79] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *Offshore-Umlage*. Verfügbar unter: [www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Netzumlage/Offshore-Netzumlagen-Uebersicht](http://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Netzumlage/Offshore-Netzumlagen-Uebersicht) Abgerufen am 11.08.2020.
- [80] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *AbLaV-Umlage*. Verfügbar unter: [www.netztransparenz.de/EnWG/Abschaltbare-Lasten-Umlage/Abschaltbare-Lasten-Umlagen-Uebersicht](http://www.netztransparenz.de/EnWG/Abschaltbare-Lasten-Umlage/Abschaltbare-Lasten-Umlagen-Uebersicht) Abgerufen am 11.08.2020.
- [81] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *regelleistung.net - Datencenter Primärregelleistung*. Verfügbar unter: [www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=PRL&markets=BALANCING\\_CAPACITY,BALANCING\\_ENERGY&date=2020-08-16&tenderTab=PRL\\$CAPACITY\\$1](http://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=PRL&markets=BALANCING_CAPACITY,BALANCING_ENERGY&date=2020-08-16&tenderTab=PRL$CAPACITY$1). Abgerufen am 09.08.2020.
- [82] Tremel, A., Wasserscheid, P., Baldauf, M., und Hammer, T., *Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis*. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 40, S. 11457-11464, 2015. Verfügbar unter: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.097
- [83] Schäfer, C., *ENTSO-E Netzfrequenz: Wie nahe standen wir vor dem Blackout?* Verfügbar unter: [www.regelleistung-online.de/abweichungen-der-netzfrequenz/](http://www.regelleistung-online.de/abweichungen-der-netzfrequenz/). Abgerufen am 18.08.2020.

\*Alle online-abgerufenen Dokumente waren bis einschließlich 09. Oktober 2020 verfügbar.